

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт Нефти и газа
Кафедра разработка и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись
«_____» _____ 2017 г.

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Эксплуатация скважин в осложненных условиях на примере
Ванкорского нефтегазового месторождения (Красноярский край)

23.04.03 Эксплуатация транспортно-технологических машин и комплексов
23.04.03.05 Управление разработкой нефтяных месторождений

Руководитель _____ профессор, кандидат физ.-мат. наук Б.Б. Квеско
подпись, дата

Выпускник _____ С.П. Батуро
подпись, дата

Рецензент _____ ведущий технолог ЦДНГ №1 Р.Г. Басыров
подпись, дата

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Нефти и газа
Разработка и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
_____ Н.Д. Булчаев
подпись
«___» _____ 2017 г

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме магистерской диссертации**

Студенту Батуро Сергею Петровичу

Группа НМ15-05М Направление (специальность) 23.04.03 Эксплуатация
транспортно-технологических машин и комплексов

Тема выпускной квалификационной работы: «Эксплуатация скважин в
осложненных условиях на примере Ванкорского нефтегазового месторождения
(Красноярский край)»

Утверждена приказом по университету № _____ от _____

Руководитель ВКР Б.Б. Квеско, профессор, кандидат физ.-мат. наук, кафедра
РЭНиГМ ИНиГ СФУ

Исходные данные к ВКР: пакет геологической и геофизической информации по
Ванкорскому месторождению; тексты и графические материалы отчетов и
научно-исследовательских работ ООО «РН-Ванкор»; фондовая и
периодическая литература

Перечень разделов ВКР: Реферат. Содержание. Введение. Осложнения при
добыче нефти. Литературный обзор. Экспериментальная часть. Заключение.
Список сокращений. Список использованных источников

Перечень графического материала: 10 слайдов Microsoft Power Point

Руководитель ВКР

подпись

Б.Б. Квеско

Задание принял к исполнению

подпись

С.П. Батуро

« ____ » _____ 2017 г.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 83 страницы, 8 рисунков, 7 таблиц, 2 формулы, 39 источников литературы, 5 графических приложений.

ВАНКОРСКОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ, ИНГИБИТОР, ДОБЫЧА НЕФТИ, ИНГИБИТОРНАЯ ЗАЩИТА, ГЕРМЕТИЧНОСТЬ, ОБВОДНЕННОСТЬ, ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА.

Объектом исследования является Ванкорское месторождение.

Цель работы - провести анализ перспективных методов борьбы с солеотложениями на примере Ванкорского месторождения (Красноярский край) и выбрать наиболее приемлемый и эффективный.

В работе приведены общие сведения о процессе солеотложения, причины ее возникновения, различные способы защиты от солей, геологические сведения о месторождении, рассмотрено решение использования оптимального метода борьбы с солеотложениями, также сделаны выводы об эффективности их применения на Ванкорском месторождении.

Для выполнения выпускной квалификационной работы использовался текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel. Презентация подготовлена с помощью Microsoft Power Point.

ABSTRACT

Graduate qualification work contains 83 sheets, 8 figures, 7 tables, 2 formulas 39 references, 5 applications.

VANKOR OIL AND GAS FIELD, SALINE DEPOSIT, INHIBITOR, OIL PRODUCTION, INHIBITOR PROTECTION, STRUCTURAL INTEGRITY, WATERCUT, ELECTROCHEMICAL PROTECTION.

Object of research is Vankor oil and gas field.

Objective of work is to conduct analysis of advanced methods of scale protection evidence from Vankor oil and field (Krasnoyarsk region) and to choose the most useful and effective.

In the work there were summarized general information about scale, causes of its occurrence, different ways of scale protection, geological settings about oilfield, analyzing of current state of development, reviewed solution of using the most effective method of scale protection. Also there were made decision about efficiency to employ these methods in Vankor oilfield.

To perform graduate qualification work I used text editor Microsoft Word, figures and tables were made in Microsoft Excel. Presentation was performed in Microsoft Power Point.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	5
1 Осложнения при добыче нефти	6
1.1 Мероприятия по предупреждению и удалению отложения солей в нефтепромысловом оборудовании.....	6
1.2 Выпадение асфальто-смоло-парафиновых отложений и методы борьбы с ними в процессе нефтедобычи	16
2 Литературный обзор	23
3 Экспериментальная часть.....	46
3.1 Постановка проблемы.....	46
3.2 Возможные пути решения.....	52
Заключение	62
Список сокращений	63
Список использованных источников	65
Приложение А	70
Приложение Б	78
Приложение В.....	79
Приложение Г	81
Приложение Д.....	82

ВВЕДЕНИЕ

Подземное и наземное нефтепромысловое оборудование в процессе эксплуатации подвергаются солеотложению.

Отложение солей происходит как в призабойной зоне пласта, так и на стенках погружного оборудования, вследствие высокой концентрации солеобразующих ионов, а также благоприятными для данного процесса условиями рабочей среды. Солеотложения наносят большой материальный и экономический ущерб. Они приводят к преждевременному износу установок, сокращают межремонтные сроки оборудования, вызывают дополнительные трудности при добыче флюида.

Актуальность данной работы обусловлена тем, что солеотложения и борьба с ними на Ванкорском месторождении является одна из наиболее значимых проблем, наряду с коррозией и асфальто-смоло-парафиновыми отложениями.

Цель работы - провести анализ перспективных методов борьбы с солеотложениями на примере Ванкорского месторождения (Красноярский край) и выбрать наиболее приемлемый и эффективный. Для ее реализации необходимо решить следующие задачи:

- изучить общие сведения о процессе солеотложения;
- рассмотреть причины ее возникновения;
- собрать геологические сведения о месторождении;
- оценить существующие способы защиты от солей;
- предложить решение использования оптимального метода борьбы с солеотложениями;
- сделать выводы об эффективности применения предложенного решения для Ванкорского месторождения.

В работе рассмотрены причины солеотложений, которым подвергаются призабойная зона пласта и погружное насосное оборудование при длительной эксплуатации, а также способы с солеотложениями.

1 Осложнения при добыче нефти и борьба с ними

1.1 Мероприятия по предупреждению и удалению отложения солей в нефтепромысловом оборудовании

Среди основных осложнений, проявляющихся в настоящее время в процессе эксплуатации скважин месторождения, является солеотложение на рабочих колесах погружных скважинных центробежных насосов.

Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. В этой связи процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующиеся в условиях обводнения добываемой продукции. В процессе подъема нефтяного потока от забоя к устью скважины изменяются термобарические условия, что вызывает нарушение химического равновесия в добываемой продукции. Это сопровождается отложением неорганических солей на стенках насосно-компрессорной трубы (НКТ) и рабочих колесах электро-центробежных насосов (ЭЦН), что снижает наработку на отказ насосного оборудования, дебит добывающих скважин. Образование плотного камнеобразного осадка в призабойной зоне пласта (ПЗП) в перфорационных отверстиях, в обсадной колонне, на поверхности НКТ, рабочих частях и поверхностях погружных установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) приводит к снижению продуктивности скважин. В частности, отложение солей на УЭЦН нарушает теплообмен, приводит к заклиниванию электродвигателя, поломке вала и выходу насоса из строя.

В ходе разработки месторождения, добываемая продукция будет обводняться, при этом состав добываемой воды будет изменяться от состава, соответствующему пластовой воде до состава закачиваемой воды с учетом гидрогеохимических массообменных процессов в пласте.

Основное условие солеотложения – это образование перенасыщенных растворов попутной воды. Причинами выпадения солей в осадок служат следующие процессы: смешение несовместимых вод, изменение общей

минерализации воды, растворение горных пород и газов, испарение, дегазация воды, изменение термобарических условий. Необходимо учитывать и то, что солеотложение проходит в сложных гидротермодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов, газовой фазы и механических примесей, оказывающих влияние на интенсивность процесса, характер и свойства осадков, формирующихся как в призабойной зоне пласта, так и в нефтепромысловом оборудовании.

Для выяснения возможных осложнений в процессе смешения пластовых и поверхностной вод в ЗАО «Ванкорнефть» был использован ионный состав и физико-химические характеристики воды озера Дэлиньде Ванкорского месторождения и пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит.

Пластовая вода насоновской свиты принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 3,67 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 14,8 мг/л, HCO_3^- – 613,7 мг/л, SO_4^{2-} – 18,8 мг/л.

Пластовая вода яковлевской свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 15,5 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 539,4 мг/л, HCO_3^- – 315,2 мг/л, SO_4^{2-} – 2,9 мг/л.

Пластовая вода нижнехетской Нх-I свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 13,1 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 446,4 мг/л, HCO_3^- – 585,0 мг/л, SO_4^{2-} – 55,4 мг/л.

Пластовая вода нижнехетской Нх-III-IV свиты принадлежит к гидрокарбонатнонатриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 9,3 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 160,8 мг/л, HCO_3^- – 871,0 мг/л, SO_4^{2-} – 37,3 мг/л.

Общая минерализация воды озера Дэлиньде не превышает 68 мг/л. Вода принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 7 мг/л, HCO_3^- – 30,5 мг/л, SO_4^{2-} – отсутствует.

Присутствие в анализируемых пробах вод незначительных количеств катионов Ba^{2+} и Sr^{2+} не учитывалось. Эти компоненты обнаружены не во всех пробах, что указывает на большую вероятность их привнесения в пласт в ходе технологических операций бурения.

Оценка совместимости воды озера Дэлиньде с пластовыми водами показала, что:

- вода поверхностного источника озера Дэлиньде стабильна, при температурах 20-60 °С и не образует осадков;

- пластовая вода насоновской свиты стабильна и не образует осадков в диапазоне температур 20-40 °С, при температуре 60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора;

- пластовая вода яковлевской свиты стабильна и не образует осадков, при температуре 20°С, в диапазоне температур 40-60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора;

- пластовая вода нижнехетской НХ I свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20 °С, при температуре 40 °С появляется пленка солей на поверхности раствора, при температуре 60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора и осадок на дне;

- пластовая вода нижнехетской НХ III-IV свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20°С, в диапазоне температур 40-60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора.

При смешении вод в объемном соотношении, как указано в таблице 1 стабильность воды рассчитывалась по методу Дж. Е. Одда и М.В. Томпсона. Индекс стабильности (SI) указывает на потенциал воды к солеотложению. Если $\text{SI} > 0$, то термодинамически возможно выпадение соли, если $\text{SI} < 0$, то выпадения соли не происходит. Причем при $\text{SI} > 1$ наблюдается заметное солеотложение.

Таблица 1 – Соотношения смешения пластовых и поверхностной вод в системе поддержания пластового давления (ППД)

Источник воды (наименование свиты)	Соотношение объемов воды, %				
№ модели	1	2	3	4	5
яковлевская (Як)	5,0	10,0	15,0	30,0	45,0
нижнехетская НХ-I	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
нижнехетская НХ-III-IV	1,0	5,0	10,0	20,0	20,0
насоновская	94,0	75,0	60,0	40,0	25,0
Поверхностный источник	0,0	10,0	15,0	10,0	5,0
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

В результате моделирования изменения индекса насыщения кальцитом, гипсом и ангидритом, при смешении пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит с водой озера Дэлиньде установлено:

- вода поверхностного источника озера Дэлиньде не склонна к солеотложению кальцита, гипса и ангидрита в поверхностных условиях и при пластовых температурах Ванкорского месторождения.

- пластовые воды насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх III-IV свит склонны к солеотложению кальцита и не склонны к выделению осадков гипса и ангидрита.

Склонность пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх I и нижнехетской Нх III-IV свит к солевыведению кальцита растёт с повышением температуры. По возрастанию склонности к солевыведению кальцита пластовые воды располагаются в следующий ряд:

насоновская < яковлевская < нижнехетская Нх-III-IV < нижнехетская Нх-I.



Повышение температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л критично для солевыведения кальцита; из-за склонности вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит к солевыведению кальцита не рекомендуется смешивать в системе ППД воды с повышенным содержанием ионов кальция (воды яковлевской и нижнехетской Нх-I свит) и высоким содержанием гидрокарбонат-анионов (воды насоновской и нижнехетской Нх-III-IV свит). Смешение этих вод создает риск солевыведения кальцита. Увеличение доли воды поверхностного источника в смеси пластовых вод снижает риск солевыведения кальцита; из всех протестированных соотношений смешиваемых вод с повышением температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л возможно выпадение кальцита.

Таким образом, смешение в системе ППД вод Ванкорского месторождения при температурах выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л способно вызвать осадкообразование кальцита.

Для предупреждения осадкообразования рекомендуется применение ингибиторов солеотложения.

На рисунке 1 приведены результаты расчета индекса насыщения кальцитом для условий пласта НХ (32 °С, 61 °С, 16 МПа и 27 МПа соответственно), для зоны УЭЦН (40 °С, 70 °С соответственно и 0,8 МПа) и условий устья скважины (10 °С и 0,4 МПа) в зависимости от обводнённости флюида. Расчётные данные показали, что в процессе разработки потенциал солеотложения добываемой воды, особенно в зоне УЭЦН достаточно высок. Причем для добываемой воды из пласта Як вплоть до 80 % обводнённости, а для воды из пласта НХ во всем диапазоне изменения обводненности. Индекс насыщения показывает только склонность добываемой воды к солеотложению,

в реальных условиях реализация потенциала солеобразования будет определяться дебитом скважины, забойным давлением и способом добычи.

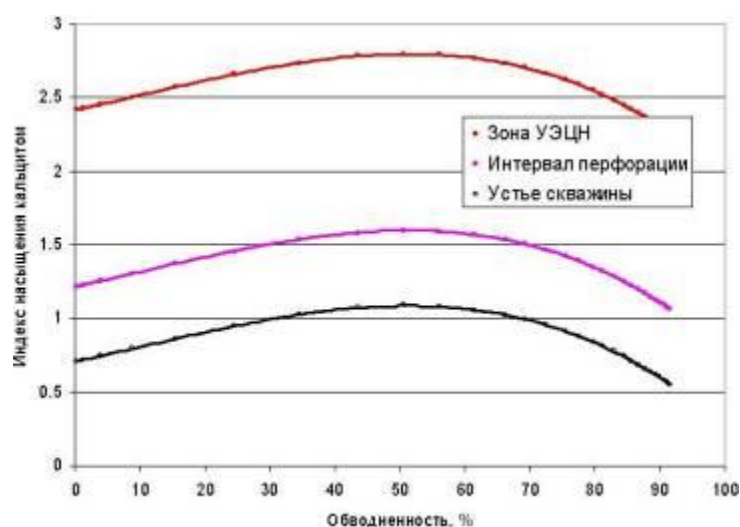


Рисунок 1 – Зависимость индекса насыщения добываемой воды кальцитом от обводнённости продукции для пласта НХ в ПЗП, на УЭЦН и на устье скважины

На модельных растворах вод, отличающихся склонностью к солеобразованию кальцита в условиях повышенных температур, пластовой воде нижнехетской НХ-III-IV свиты и модельной смеси вод объёмного соотношения, % - яковлевская: нижнехетская НХ-I : нижнехетская НХ-III-IV : насоновская : озёрная = 45:5:20:25:5 (модель № 5), были протестированы три ингибитора, широко применяемые для предупреждения солеотложения в практике нефтедобычи – Акватек 511М (НПК «Интертап», г. Казань), Ипроден С-1 (ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим», г. Уфа), Descum-2D-3611С (ГК «Миррико», г. Казань). Эффективность ингибиторов по предотвращению выпадения карбоната кальция из растворов представлена в таблице 2.

Применение ингибиторов солеотложения позволяет повысить солевую стабильность водных систем Ванкорского месторождения и предотвратить выпадение кальцита.

Таблица 2 – Эффективность ингибирования солеотложения кальцита

Реагент	Дозировка, мг/л	Модель пластовой воды (МПВ), мг/л	
		Нижнехетская НХ III-IV свита	Смешанная вода, модель № 5
1	2	3	4
	Ca^{2+}	160,8	301,2
	HCO_3^-	871	500,2
	SO_4^{2-}	37,3	16,2
	Mg^{2+}	31,4	56,6
	Na^+	3677	3681,1
	Cl^-	5523,9	5943,8
Эффективность ингибирования при 60 °С, %			
Descum 2D-3611C (pH = 9,71)	5	79	76
	10	90	80
	20	93	93
	30	97	97
Ипроден С-1	5	85	77
	10	91	89
	20	94	94
	30	97	97
Акватек 511М	5	84	76
	10	91	81
	20	94	94
	30	97	96
Эффективность ингибирования при 90 °С, %			
Descum 2D-3611C (pH = 9,71)	5	73	69
	10	84	74
	20	89	86

Окончание таблицы 2

1	2	3	4
Descum 2D-3611C (pH = 9,71)	30	91	91
Ипроден С-1	5	76	70
	10	87	80
	20	89	88
	30	92	91
Акватек 511М	5	75	70
	10	87	75
	20	88	88
	30	92	90

Результаты коррозионных испытаний ингибиторов солеотложения представлены в таблице 3.

Таблица 3 Коррозионная агрессивность ингибиторов солеотложения

Ингибитор солеотложения	Концентрация товарной формы, %	Продолжительность опыта, час	Скорость коррозии, г/м ² час
Ипроден С-1	100	6	0,15
Акватек 511 М	100	6	0,03
Descum 2D-3611C	100	6	0,04

Для предупреждения солеотложения при температуре ≤ 60 °С ингибиторы солеотложения марок Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611C рекомендуется использовать в постоянной дозировке 20 мг/л (г/м³), при температуре ≥ 90 °С ингибиторы солеотложения рекомендуется использовать в постоянной дозировке 30 мг/л (г/м³). Все испытанные ингибиторы (Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611C) отличаются низкой коррозионной

агрессивностью и могут применяться в блоке реагентного хозяйства БРХ по технологии постоянного дозирования.

Для удаления отложений карбоната кальция из НКТ и из призабойной зоны продуктивного пласта рекомендуется проведение солянокислотных обработок, осуществляемых 12-18 % раствором соляной кислоты с добавкой ингибиторов коррозии, при соотношении раствор соляной кислоты – ингибитор коррозии 1:0,005-1:0,01. В качестве ингибиторов могут быть использованы Север-1, катапины, ИКАП-2 или их аналоги, защитное действие которых по отношению к углеродистой стали в растворе соляной кислоты при пластовых температурах составляет > 90 %.

Для удаления кальцита с рабочих органов ЭЦН может использоваться технология кислотных промывок работающего насосного оборудования. Главным требованием, при такой обработке, является использование мало концентрированного раствора кислоты – не более 5 %. Основной опасностью является возможность воздействия кислоты на целостность электрического кабеля. По этой причине вторым обязательным условием является применение ингибированной ингибитором коррозии соляной кислоты. После кислотной обработки насосное оборудование и ствол скважины промываются раствором поверхностно-активного вещества (ПАВ) для удаления кислотного состава. Кроме того, ПАВ покрывает поверхность оборудования и предупреждает отложение солей в ближайшее время после обработки. Для более продолжительного эффекта ингибирования в состав промывочной жидкости следует добавлять ингибитор солеотложения.

Для предотвращения отложения карбоната кальция в нефтепромысловом оборудовании рекомендуется применение технологических и химических способов.

Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей дает селективная изоляция обводнившихся пропластков продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и интенсивность отложения солей.

Одним из способов повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения является применение различных покрытий поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Имеется положительный опыт применения покрытий НКТ стеклом, эмалями, лаками. Применение в условиях солеотложения центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН, рабочие поверхности которых покрыты пентапластом или изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием, жидкокристаллическим полимером (ЖКП) позволяет увеличить наработку на отказ скважинных насосов.

Вышеизложенные данные приводят к следующим выводам.

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта, НКТ добывающих скважин и насосного оборудования ингибитор должен вводиться в водонефтяной поток до зоны выпадения солей. В мировой практике для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта добывающих скважин, в особенности, в условиях глушения скважин в процессе ремонта тяжелыми хлоркальциевыми растворами рекомендуются технологии задавливания ингибитора в пласт и закачка ингибитора в систему ППД месторождения. Для защиты от солеотложения насосного оборудования и лифта скважин предпочтительно использование непрерывного дозирования ингибитора в затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирующих устройств, периодического дозирования в затруб, задавливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в затрубное пространство, погружных скважинных контейнеров-дозаторов с ингибиторной композицией. При проведении капитального ремонта скважин КРС ингибитор солеотложения рекомендуется добавлять в растворы глушения (с предварительным анализом совместимости систем).

В качестве ингибиторов для защиты скважин и трубопроводов (нефтесбор и водоводы низкого давления) от солеотложения рекомендуются реагенты в следующих эффективных дозировках (г/м³ попутно-добываемой воды):

- Descum 2D-3611C не менее 20;
- Ипроден С-1 не менее 20;
- Акватек 511М 20 – 30.

1.2 Выпадение асфальто-смоло-парафиновых отложений и методы борьбы с ними в процессе нефтедобычи

Выпадение асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) в эксплуатационных скважинах и наземных коммуникациях приводит к снижению дебита добывающих скважин, пропускной способности нефтепроводных коммуникаций и другим нежелательным последствиям. Основным критерием, характеризующим выпадение АСПВ, является температура насыщения нефти парафином.

На выпадение парафина из нефти влияет содержание растворенного газа, которое в нефти изменяется от максимального значения, при давлении насыщения нефти газом, до минимального на устье скважины, где температура насыщения нефти парафином максимальная. С помощью программного пакета TUWAX (уравнение состояния Соава-Редлиха-Квонга, модель для парафина идеальная) с учетом среднего содержания парафина в пробах нефти со скважин яковлевского (содержание парафина 0,9 % мас.) и нижнехетского (содержание парафина 4 % мас.) горизонтов были рассчитаны температура насыщения нефти парафином в зависимости от давления (рисунок 2 и 3).

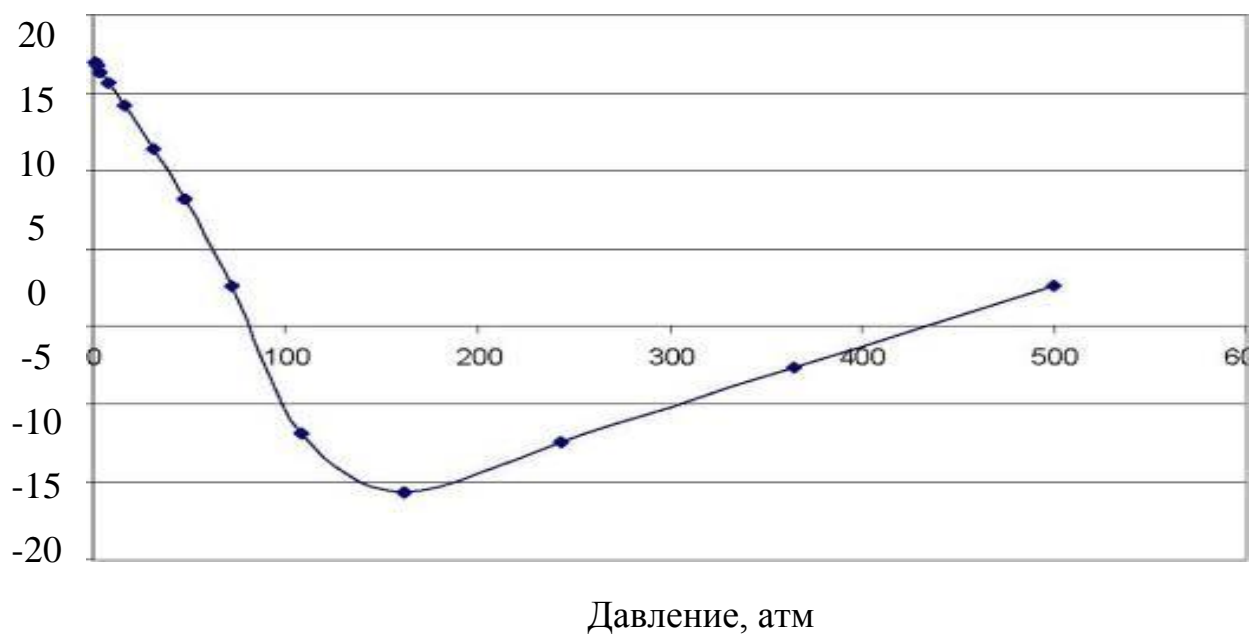


Рисунок 2 – Зависимость температуры насыщения нефти парафином нефти яковлевского горизонта (содержание парафина 0,88 % мас.)

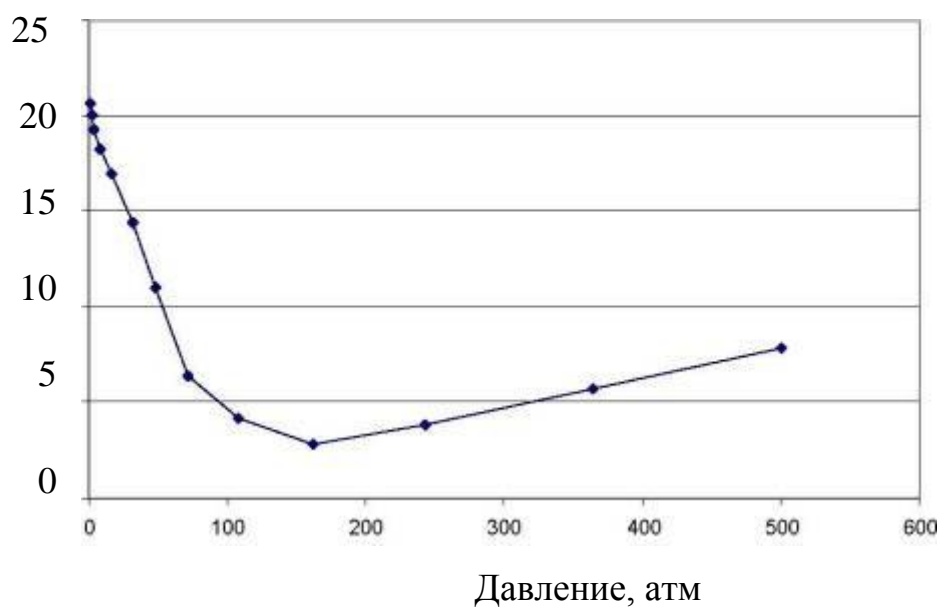


Рисунок 3 – Зависимость температуры насыщения нефти парафином нефти нижнехетского горизонта НХ-III-IV (содержание парафина 4 % мас)

В таблице 4 приведены расчётные данные температуры насыщения нефти парафином для яковлевского и нижнехетского горизонтов.

Таблица 4 – Температура насыщения нефти парафином (TUWAX, EQUATION OF STATE MODEL: SRK, PARAFFIN MODEL: IDEAL)

Горизонт	Температура насыщения нефти парафином, °C (расчет), P = 1 МПа	Температура насыщения нефти парафином при давлении разгазирования, °C (расчет)	Температура насыщения нефти парафином (эксперимент), °C
яковлевский горизонт	6,8	-4,3	<6
нижнехетский горизонт, Нх3-4	20,6	3	21

Для подтверждения корректности расчетов были выполнены эксперименты по определению температуры насыщения нефти парафином фотометрическим методом по ОСТ 39.034-76 (фотометрическая ячейка, модуль установки измерения насыщения-1 (УИН-1)), результаты которого приведены в таблице 4.

Для пробы нефти нижнехетского горизонта температура насыщения нефти парафином отнесена к 21 °C, что хорошо согласуется с расчетными данными.

Массовая доля парафина в твердом состоянии, который образуется из нефти яковлевского и нижнехетского горизонтов при различных температурах, была рассчитана при помощи программы TUWAX (Университет Талса, Хьюстон).

Анализ результатов, представленных в таблице 4, позволяет сделать вывод о том, что нефть нижнехетского горизонта при температурах выше 26 °C будет

недонасыщена парафином и риск образования твёрдой фазы парафина, при этих температурах отсутствует. Температуру 26 °С следует принять за нижний предел проведения процессов транспорта и деэмульсации с точки зрения недопущения рисков парафинообразования и, следовательно, увеличения времени разделения водо-нефтяной эмульсии. На основании изобары фазообразования для нефти нижнехетского горизонта при $t = 25$ °С образуется 0,015 % мас. парафина, что сопоставимо и даже превышает концентрацию деэмульгатора, используемого для разделения водо-нефтяной эмульсии. Это может многократно снизить эффективность и время разрушения эмульсии.

Следует заметить, что фазообразование парафина из нефти обратимый процесс. Если при кратковременном снижении температуры ниже температуры насыщения нефти парафином ($t_{\text{ннп}}$) имеет место образование твердой фазы парафина в объёме нефти, то последующий нагрев нефти до температуры $t_{\text{ннп}} + 10$ °С позволит растворить твёрдый парафин в нефти за относительно короткое время.

Риск отложения асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) в НКТ определяется температурой добываемого флюида. Равенство температуры насыщения нефти парафином с температурой стенки НКТ отложение АСПО является необходимым условием начала парафинизации НКТ. Расчёты выполненные на программном комплексе SPOW (ООО «РН-УфаНИПИнефть») позволяют определить зону начала выпадения парафина. Исходными параметрами для расчётов являются дебит, обводнённость, конструкция скважины, способ добычи, параметры флюида и содержание тяжелых компонентов нефти (асфальтенов, смол и парафинов). В таблице 5 приведены результаты расчёта глубины начала отложения парафина и температуры начала выпадения парафина в зависимости от содержания парафина в нефти для скважины с дебитом 100 м³/сут и обводнённостью 5 %.

Как видно из данных приведенных в таблице 5 риск отложения АСПО определяется в основном содержанием парафина в добываемой нефти. Эти данные можно использовать для предварительного прогноза риска

парафинизации скважины. Для более точного расчёта необходимо использовать программный комплекс SPOW.

Таблица 5 – Результаты расчёта

Содержание парафина, % масс.	Температура насыщения нефти парафином, °С	Глубина начала отложения, м	Температура начала выпадения парафина, °С
4	21	0	
5,5	30	210	24
6,8	35	406	28,6
7,5	37	485	30,4
8,7	40	603	33,2
10	42	682	35,0
12	45	800	37,8
14	47	879	39,7

Таким образом, при транспорте и подготовки нефти нижнехетского горизонта и их смесей с нефтью яковлевского горизонта температура нефти должна быть не менее 26 °С.

При возникновении осложнений для удаления АСПО из эксплуатационных скважин рекомендуется использовать промывки НКТ горячей нефтью с растворенным ингибитором парафиноотложения. Депарафинизация НКТ горячей нефтью осуществляется без остановки скважины, когда теплоноситель подаётся в затрубное пространство между обсадной и эксплуатационной колоннами. Из-за значительных потерь тепла через обсадную колонну в грунт для повышения эффективности тепловых обработок необходимо увеличивать температуру теплоносителя до 120 °С и его расход до 60 м³.

Введение с состав горячей нефти 0,5-1,0 % ингибитора парафиноотложения позволяет повысить отмывающую способность раствора и предотвратить повторное осаждение парафина из остывающей нефти.

Уменьшение расхода горячей нефти и времени проведения депарафинизации можно достичь включением в компоновку НКТ циркуляционного обратного клапана. Клапан предназначен для создания циркуляции между затрубным пространством НКТ и внутренней полостью. Установка клапана предпочтительна на глубине ниже интервала образования АСПО на 50-100 м. Установку клапанов, изготовленных в варианте муфт, предлагается проводить в процессе спуска НКТ между трубами на необходимой глубине. Следует отметить, что в данном случае эксплуатационная скважина должна быть оборудована пакером.

Ряд технологических мероприятий позволяет, если не полностью предотвратить, то значительно снизить интенсивность парафинизации. Спуск хвостовиков под насос, оборудование приема насоса различными газовыми якорями при погружении насоса под динамический уровень на 500-600 м, герметизация затрубного пространства насосных скважин для предотвращения улетучивания газа и лёгких фракций нефти, перевод скважин с периодической эксплуатации на непрерывную и создание противодавления на устье скважины позволяют намного снизить интенсивность отложения парафина.

Эффективно использование для депарафинизации НКТ электрических кабелей или погружных электронагревателей, постоянно находящихся в скважине и включаемых на период очистки.

Для ликвидации парафиновых пробок в скважинах эксплуатирующихся УЭЦН, возможно применение ручных лебедок со скребками различных конструкций, "греющихся снарядов" на кабеле.

Для удаления АСПО из нефтепроводных коммуникацией рекомендуется очистка трубопровода с помощью термохимических составов.

Для предотвращения выпадения АСПО повышают дебит скважины до парафинобезопасного, при котором на всей протяженности НКТ из-за

увеличения скорости потока температура добываемой пластовой продукции выше температуры ее насыщения парафином. В промысловых условиях это достигается увеличением проницаемости ПЗП обработкой реагентами, либо проведением гидроразрыва пласта. При неизменном дебите увеличения скорости потока можно достичь уменьшением диаметра лифтовых труб. Эффективно использование для предотвращения выпадения АСПВ теплоизолированных лифтовых труб и труб с внутренним стеклоэмалевым покрытием для снижения адгезии АСПО. Для предупреждения АСПО возможно использование химических реагентов – ингибиторов.

Технологическая эффективность ингибиторов достигается при дозировке их в нефть в расчете 200-300 г на 1 т нефти. Как правило, в течение первых 10 дней ингибитор в скважину подается в режиме “ударной дозировки”, которая в 5-10 раз превышает оптимальную. Для обеспечения надежной и быстрой доставки ингибитора к приему насоса или на забой скважины его целесообразно подавать в поток нефти, частично перепускаемой из выкидной линии в затрубное пространство. Целесообразно перепускать до 10 % добываемой продукции, но не более 3-4 м³. При реализации данной технологии должно быть обеспечено постоянное обслуживание и регулирование технических средств на определенный расход ингибитора.

При невозможности обеспечения вышеперечисленных условий для ингибиторной защиты может быть применена технология периодической подачи реагента в скважину с помощью цементируемых агрегатов ЦА-320 и ЦА-320М (Азинмаш), которая включает монтаж, опрессовывание нагнетательной линии от агрегата к затрубному пространству скважины. Перед закачиванием ингибитора в скважину необходимо:

- остановить скважину, снизить давление в затрубном пространстве путем перепуска из него газа в выкидную линию, используя для этих целей перепускной клапан на устьевой арматуре;

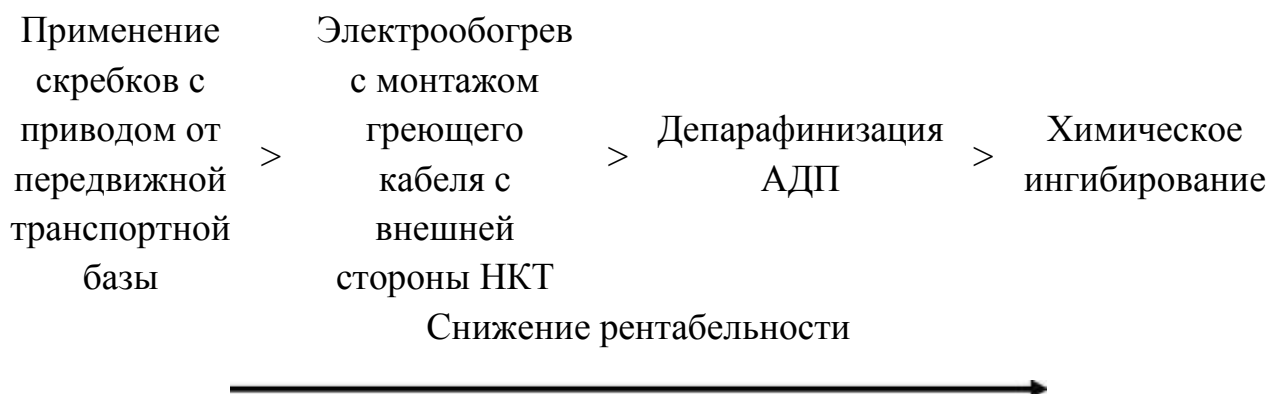
- вместо пробки на планшайбе устьевой арматуры вернуть вентиль со шлангом для отвода возможного избытка газа, скапливающегося в затрубном пространстве в период проведения работ.

Объём закачиваемого ингибитора в скважину для одноразовой обработки рассчитывается с учётом суммарного количества нефти в затрубном пространстве и в трубах и должен составлять не менее 5 и не более 8 % от суммарного количества нефти. После задавливания ингибитора в затрубное пространство скважину запускают в работу “на себя”, продолжительность которой составляет в среднем 6 часов. Затем скважина запускается в работу в регламентном режиме.

Для предотвращения отложений АСПВ в скважинном оборудовании рекомендуется применение ингибиторов СНПХ-2005, ПМА Д-210, ФЛЭК ИП-1007, ХПП-007 и др.

Вышеизложенные данные приводят к следующим выводам.

Анализ экономической эффективности способов защиты скважин от АСПО показывает, что наиболее рентабельны технологии удаления АСПО с использованием механических скребков. По экономической эффективности способы борьбы с АСПО располагаются в следующий ряд:



2 Литературный обзор

Основные осложняющие факторы при эксплуатации скважин погружными насосами. Проблема эксплуатации скважин в осложнённых условиях является

одной из важнейших при механизированной добыче нефти. В работах [1, 2] отмечается важность изучения механизма явлений, связанных с присутствием песка в стволе скважины. Согласно [2], к осложненным условиям при насосной добыче относятся высокая вязкость нефти, эмульсии, парафинообразование, солеобразование, коррозия, наличие песка, газа и т.д.

Авторы работы [3] обращают внимание на такие осложнения, как образование эмульсий, отложение неорганических солей, асфальто-смоло-арафиновые отложения, механические примеси в добываемой продукции. Факторами, влияющим на работу УЭЦН в нефтяных скважинах, являются, согласно [4], свободный газ, вода, отложения солей и парафина, наличие механических примесей в добываемой из пласта жидкости. Их можно объединить согласно [4] в группу геологических причин, поскольку своим происхождением они обязаны условиям формирования нефтяной залежи. Методы добычи нефти из скважин, особенно такие, как интенсификация, поддержание пластового давления, повышение нефтеотдачи, являясь по своей сути технологическими приёмами, несомненно, воздействуют на геологические осложняющие факторы, ослабляя или усиливая их [4]. В отдельную группу можно выделить причины, обусловленные конструкцией скважин и погружных насосных установок. Это внутренний диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, исполнение узлов и деталей погружных установок. Перечисленные выше осложнения, воздействуя порознь или совместно, серьёзно ухудшают технико-экономические показатели эксплуатации скважин, оборудованных погружными насосами [4].

Ввод в разработку месторождений, содержащих нефти с высоким газовым фактором [5, 6, 7], вызвал существенный рост осложнений, связанных с влиянием свободного газа на работу ЭЦН. К такому же эффекту приводит применение газовых методов повышения нефтеотдачи пластов и закачка двуокиси углерода [7]. Острейшей проблемой является эксплуатация осложнённых скважин юрских и ачимовских пластов с прорывами значительных объёмов свободного газа при снижении динамического уровня [8].

Интенсификация добычи нефти, связанная со значительным снижением забойных давлений, привела к появлению целого комплекса осложнений – засорение и износ рабочих органов ЭЦН абразивными частицами горных пород и проппанта после гидроразрыва, отложения солей в проточной части и на корпусных деталях УЭЦН, перегревы и отказы узлов по температуре, усиление вредного влияния свободного газа [9, 8, 10]. Увеличение напоров насосов и мощностей погружного электродвигателя (ПЭД), необходимое для интенсификации, привело к значительному росту длин установок ЭЦН – до 50 метров и более, что заметно снизило надежность, особенно в искривлённых скважинах. Увеличение глубин спуска УЭЦН резко усилило негативное влияние фактора температуры. Скважины, в которых УЭЦН эксплуатируются в периодическом режиме со срывами подачи из-за вредного влияния свободного газа и низкого притока, составляют значительную часть фонда. Проблема эксплуатации периодических скважин УЭЦН стала весьма серьёзной [11]. Возросла доля скважин часторемонтируемого фонда, существенно снизились межремонтный период и наработка на отказ. Кроме того, многие осложнённые скважины находятся в бездействии, поскольку серийным насосным оборудованием освоить их не удастся. Даже если нефтедобывающие предприятия географически расположены недалеко друг от друга, у них могут быть свои проблемы и факторы, осложняющие работу погружных насосных установок. Так, месторождения ОАО «Варьёганнефтегаз» характеризуются наличием высокого газового фактора и значительными температурами пласта, а специалисты ООО «СП «Ваньёганнефть» постоянно сталкиваются с проблемами выноса механических примесей и коррозии. Проблемные пласты (ПК-1,2), в скважинах которых наработка УЭЦН составляет всего около 100 суток, имеются и на Самотлоре [12]. Анализ причин отказов скважинного оборудования УЭЦН показал [13], что за последнее время существенно возросли аварийные отказы, получившие название «полёт ЭЦН», с расчленением погружных насосных агрегатов или колонны насосно-компрессорных труб, после которого происходит падение частей или всего агрегата на забой скважины. Одной из

основных причин такого рода аварий, как показано в [13], является повышенная вибрация насосных агрегатов. Уровень вибрации зависит от конструкции, качества изготовления и особенностей режимов работы погружных насосных установок [13]. Повышенное содержание механических примесей, вызывающее ускоренный износ, и расположение погружного агрегата в зоне большой кривизны способствуют увеличению вибрации, что негативно сказывается на величине наработки на отказ. Исследования [14] насосных секций нескольких конструктивных исполнений на жидкости с абразивом показали, что при прогрессирующем радиальном износе вибрация изменяется нелинейно во времени. Сначала она нарастает в малом темпе, а затем происходит её резкое увеличение. При прогрессирующем осевом износе вибрация растёт незначительно. Распределение суммарного износа по длине насоса зависит при прочих равных условиях от конструктивных особенностей секции и наличия в её составе износостойких промежуточных и концевых подшипников. Согласно [14], в качестве предельной допустимой величины радиального износа следует принимать такое значение, при котором происходит резкое увеличение виброскорости до 80-120 мм/с или снижение развиваемого насосом давления на 15-20 %.

К серьёзным осложняющим факторам следует отнести также тяжелый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах и падение коэффициентов продуктивности скважин из-за глушения и низких забойных давлений. В работе [13] отмечается, что такие факторы, как обводнённость, пластовое давление, коэффициент продуктивности, газовый фактор, буферное давление, гидравлическое сопротивление в НКТ, изменяются во времени, что существенно влияет на режимы работы ЭЦН. Изменения могут происходить как монотонно, так и достаточно резко. Коэффициент продуктивности скважин при небольшом обводнении резко падает, достигая минимума при обводнённости 50-60 %, а затем начинает возрастать, но не достигает значения, соответствующего нулевой обводнённости [15, 13].

Установка бесштангового погружного электровинтового насоса (УЭВН) Schlumberger-KUDU представляет собой полнокомплектную установку электровинтового насоса (ЭВН) с тихоходным вентильным электродвигателем (ВЭД), разработанную для применения в скважинах с низким дебитом и высокой концентрацией взвешенных частиц (КВЧ). Номенклатурный ряд винтовых насосов KUDU позволяет подобрать оптимальный типоразмер для добычи как высоковязких, так и легких нефтей в широком диапазоне обводненности продукции, что обеспечивает эффективное решение проблемы эксплуатации осложненного, малodeбитного фонда, остро стоящую перед добывающими компаниями в настоящее время.

Следует отметить, что режимы разработки нефтяных месторождений практически никогда не бывают стационарными. С одной стороны, этому способствуют отключения кустовых насосных станций (КНС) системы поддержания пластового давления (ППД) из-за аварий и для производства ремонтных работ. С другой стороны, нестационарное заводнение с изменением направления фильтрационных потоков является эффективным методом увеличения нефтеотдачи и все шире сознательно применяется на промыслах. В рамках этого метода часто проводят плановые отключения системы заводнения на месторождении летом и усиленную закачку воды зимой. Вследствие существенной нестационарности процесса разработки месторождений добывные возможности скважин значительно меняются в течение довольно коротких промежутков времени, и подобрать серийный ЭЦН так, чтобы он эффективно работал в скважине весь свой период эксплуатации от запуска до отказа, становится в ряде случаев практически невозможно.

Повышение эффективности добычи нефти погружными насосами в осложненных условиях является для нефтедобывающей промышленности России особо актуальной задачей. В данном подразделе кратко рассмотрены проблемы, вызванные кривизной скважин, отложениями парафина, солей, коррозией, высокой вязкостью, и возможные пути их решения.

Максимально-допустимая кривизна скважины при спуске установки определённого поперечного габарита определяется допустимой упругой деформацией материалов, из которых изготовлена установка. Величина максимально-допустимой кривизны скважины для спуска УЭЦН по нормативным документам российских изготовителей равна 2 на 10 м длины [16].

По тем же нормативным документам место подвески установки должно выбираться в скважине там, где установка не подвергается прогибу и как минимум вписывается в участок скважины.

На протяжении более чем полувековой истории эксплуатации УЭЦН на российских нефтепромыслах условия максимально-допустимой кривизны скважины для установок определённого поперечного габарита видоизменялись и уточнялись.

На начальном этапе условие вписываемости установки в скважину было установлено на основе анализа размеров различных установок, предназначенных для эксплуатации в соответствующих обсадных колоннах. Оно выражено следующим образом: темп набора кривизны ствола скважины не должен быть более 3 минут на 10 м длины. Это было получено для комбинации с минимальным зазором между погружным агрегатом и эксплуатационной колонной. Для большинства других комбинаций «установка-скважина» условия вписываемости установки могли соблюдаться при темпах набора кривизны, больших 3 минут на 10 м длины.

В ряде случаев при подборе УЭЦН встречаются следующие ситуации. В наклонно-направленной скважине по инклинограмме найден участок, в который спускаемая установка без НКТ может разместиться без её прогиба. Но при расчете оказывается [16], что установка с НКТ имеет определенный прогиб. Известно, что наработка установки с прогибом будет существенно ниже, чем без прогиба. Поэтому спуск установки и выбор места установки в наклонно-направленной скважине должны быть выполнены с расчетом прогиба установки совместно с НКТ длиной не менее 20 м [16].

В работе [17] показано, что кроме габаритных размеров насосной установки и внутреннего диаметра эксплуатационной колонны, значения допустимой кривизны ствола в интервале подвески ЭЦН зависят от зенитного угла и от характера профиля (роста или спада зенитного угла). При наклоне ствола скважины более 30 градусов значение допустимой кривизны можно принять 3' на 10 м. В интервале набора зенитного угла значение допустимой кривизны меньше, чем в интервале снижения зенитного угла, из-за веса НКТ, создающего дополнительный изгибающий момент, имеющий максимальные значения при наклоне ствола от 5 до 30 градусов.

В наклонных скважинах погружной насосный агрегат расположен эксцентрично относительно оси эксплуатационной колонны. В работе [18] проведены теоретические исследования, показавшие, что величина эксцентриситета отрицательно влияет на температурный режим ПЭД, и это необходимо учитывать при эксплуатации УЭЦН в искривлённых скважинах.

В ряде случаев разработка и эксплуатация залежей нефти сопровождается процессом солеобразования и отложением солей в различных элементах добывающей системы. Процесс этот достаточно сложный, обусловлен не только природными и техногенными условиями, но зависит и от большого количества факторов.

Регулирование пластового давления путем заводнения является технологической основой разработки практически всех нефтяных месторождений Российской Федерации и именно поэтому чрезвычайно важно знать причины и кинетику изменения химического состава закачиваемых вод при взаимодействии с породой пласта-коллектора и пластовыми флюидами. Известно, что при заводнении процесс выпадения солей активизируется. При этом в добывающие скважины попутно с нефтью поступают различные по своему солевому составу воды, часто отличающиеся от закачиваемых в залежь и подстилающих ее пластовых вод.

В процессе заводнения различных залежей нефти пресными водами одинакового состава химический состав смешанной воды при обводнении

добывающих скважин независимо от возраста залежи и свойств пластов коллекторов меняется в диапазоне минерализаций от закачиваемой до пластовой воды и не является результатом лишь прямого объемного смешения.

Изменение термобарических условий в различных элементах системы, а также смешение химически несовместимых вод приводит к выпадению неорганических осадков из пересыщенных солями растворов. Если процесс насыщения солями вод является природным процессом, то образование солевых отложений в значительной степени является техногенным последствием.

Взаимодействие пластов-коллекторов и пластовых жидкостей с закачиваемой в залежь водой в процессе регулирования пластового давления приводит к формированию определенного химического состава ее. Для многопластовых залежей воды различных пропластков могут иметь различный химический состав и быть химически несовместимыми; при смешении таких вод будут образовываться солевые осадки в призабойной зоне скважины. Дальнейшее движение смешанных вод в скважине связано с изменением давления и температуры, разгазированием продукции, появлением относительных скоростей фаз, которые провоцируют выпадение вторичных осадков солей в скважине. При этом воды поступают на устье скважины с иным соотношением солеобразующих ионов. Известно, что при определенных поверхностных условиях пересыщенные солями растворы могут длительное время оставаться стабильными, не проявляя склонности к солеобразованию. Однако равновесие солевого раствора может нарушаться вследствие попадания в него механических примесей и продуктов коррозии, являющихся центрами кристаллизации; различных химических обработок в системе подготовки нефти и других явлений.

На процесс солеотложений, наряду с условиями, характеризующими свойства солевых растворов, значительное влияние оказывают технологические особенности разработки залежей, например, система регулирования пластового давления путем заводнения (состав, объемы и давления закачиваемых вод).

В этих условиях основным источником солеотложения являются смеси пластовых (нативных) и попутно добываемых с нефтью в результате заводнения вод.

Для полного представления о причинах и условиях солеобразования в процессе добычи нефти важно знать гидрохимические закономерности изменения вод.

Как уже отмечалось, при вскрытии продуктивного горизонта призабойная зона скважины может насыщаться фильтрами различных растворов, а также различными по свойствам жидкостями. К основным причинам выпадения и отложения солей в призабойной зоне скважины (ПЗС) относятся нижеизложенные причины.

Химическая несовместимость, например, фильтрата бурового (глинистого) раствора с пластовой или связанной водой. Практикой установлено, что пластовые воды многих нефтяных месторождений представлены рассолами хлоркальциевого типа. Вследствие обработки бурового раствора химическими реагентами и постоянного их контакта со шламом фильтрат буровых растворов обогащается сульфатами, концентрация которых достигает 1 %. Смешение пластовых вод с фильтрами приводит к образованию и выпадению в осадок труднорастворимых неорганических солей.

Изменение pH и химического состава пластовых вод при их смешении с другими водами (например, используемых при режиме поддержания давления (РПД) заводнением) и с фильтрами может привести к снижению растворимости солей в системе и выпадению их в осадок.

Массовая кристаллизация, обусловленная наличием пересыщенных солями растворов. Пересыщенные растворы отличаются нестабильностью, но в течение определенного времени могут существовать без изменений (индукционный период кристаллизации).

Выпавшие в осадок в ПЗС соли служат источником кристаллизации солей из пересыщенных пластовых вод в процессе нормальной эксплуатации скважин. Можно предположить, что данный механизм является существенным при

формировании значительного количества салеотложений в ПЗС в процессе эксплуатации с соответствующим снижением дебитов добывающих скважин.

К настоящему времени вопросы прогнозирования и контроля салеотложений в различных элементах добывающей системы достаточно полно изучены.

Осложнения в эксплуатации скважин, связанные с выпадением АСПО на подземном оборудовании, присущи большинству месторождений как в России, так и за рубежом. Накопление АСПО приводит к снижению дебитов скважин и эффективности работы погружных насосных установок, а также к уменьшению межремонтного периода (МРП) скважин.

Асфальто-смоло-парафиновые отложения представляют собой сложные смеси, состоящие из парафинов, асфальто-смолистых соединений, силикагелевых смол, масел, воды и механических примесей [3, 5].

Парафины – углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. В большинстве случаев парафины в пластовых условиях находятся в нефти в растворённом состоянии [3]. Однако в природе есть месторождения, нефти которых предельно насыщены парафином уже в пластовых условиях [19, 20, 21]. Для этих месторождений существует угроза выпадения парафина в пористой среде.

Нефти классифицируют в зависимости от содержания парафина на:

- малопарафиновые – менее 1,5% масс.;
- парафиновые – от 1,5 до 6% масс.;
- высокопарафиновые – более 6% масс. [3].

Высокомолекулярные парафины – церезины (от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$) отличаются более высокими значениями температуры кипения, молекулярной массы и плотности.

В состав нелетучих, неоднородных по структуре асфальто-смолистых веществ, обладающих высокой молекулярной массой, входят азот, сера, углерод, водород и кислород. Содержание смолистых веществ в нефти возрастает при испарении лёгких компонентов и её окислении. Иногда к группе смолистых

соединений относят и асфальтены – порошкообразные вещества бурого или коричневого цвета с плотностью более 1000 кг/м³. В асфальтенах содержится (% масс.): углерода – 80-86, водорода – 7-9, серы – до 9, кислорода – 1-9 и азота – до 5 [3]. Асфальтены являются наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений тяжёлых компонентов нефти.

Основной причиной отложения АСПО является изменение термобарических параметров течения газожидкостной смеси в скважинах. Выпадение парафина определяется температурой, давлением скоростью течения скважинной жидкости, при этом основным фактором является температура. Отложение парафина в подземном оборудовании невозможно при устьевых температурах, превышающих температуру начала выпадения парафина. Глубина начала выпадения парафина соответствует отметке, где температура скважинной продукции становится меньше температуры выпадения парафина. Практика добычи парафиновых нефтей показывает, что наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности колонны НКТ. Многочисленные промысловые исследования показали, что характер распределения парафиновых отложений в подъемных трубах различного диаметра примерно одинаков. Толщина отложений постепенно увеличивается от начала их образования на глубине 500-900 м и достигает максимального значения на глубине 50-200 м от устья, затем уменьшается до 1-2 мм в области устья [5]. Для малодебитных скважин глубина начала выпадения парафина по ряду месторождений России достигает значений 1000-1700 м и более. В работе [4] отмечается, что частым видом отказа УЭЦН является запарафинивание приема и входных ступеней насоса. Парафин создает большие осложнения при подземном ремонте скважин, так как при подъеме насоса парафин соскребается со стенок, образуя пробку. При этом вся жидкость, находящаяся сверху пробки, выливается на поверхность, загрязняя устье и прилегающую площадку. В ряде случаев уплотненный парафин не позволяет извлечь насос.

Парафинизация технологического оборудования является одной из актуальных проблем в нефтедобывающей промышленности. При эксплуатации

нефтяных скважин отложения парафина в НКТ приводит к уменьшению сечения труб и, как следствие, к значительному снижению производительности добычи нефти и увеличению расхода электроэнергии при ее откачке. Решение задачи по предотвращению формирования и очистки от АСПО позволит снизить текущие и капитальные затраты при добыче нефти.

Сложности борьбы с отложениями АСПО связаны со слабой изученностью механизма их формирования, которая до сих пор находится в дискуссионном состоянии. Согласно теории кристаллизации, отложение парафинов, асфальтенов и смол происходит на активных центрах кристаллизации как внутри объема жидкости, так и на стенках НКТ. Нефть в процессе подъема к устью скважины обволакивает металлическую поверхность НКТ и всплывает вверх, касаясь металла. В результате при хорошей гидрофобности металлической поверхности НКТ на последней отлагаются парафинсодержащие фракции. Предотвращение парафинизации НКТ может быть достигнуто за счет гидрофилизации (несмачиваемости нефтью) поверхности НКТ либо путем создания искусственных активных центров внутри объема жидкости [16].

В настоящее время основными методами борьбы с отложениями АСПО в мировой практике являются [16, 22, 23, 3, 5, 24, 4]:

- промывка скважин горячей нефтью;
- обработка скважин ингибиторами, либо химическими реагентами и горячей водой (гидрохимический способ);
- применение скребковых инструментов (механический способ);
- применение футерованных НКТ за счет нанесения на их внутреннюю поверхность гранулированного стекла или эпоксидной смолы, полимерных материалов, тефлона и др.;
- применение бактерицидной защиты;
- применение магнитных методов защиты;
- применение специальных электронагревателей. Нагреватель опускают в колонну и подают на него напряжение. Тепловая энергия нагревателя передается разрушаемому и застывшим парафиновым отложениям в НКТ и расплавляет их;

- электроподогрев скважины и др.

В общем случае известно около двадцати различных способов борьбы с отложениями АСПО [16]. Общая классификация методов согласно [3] представлена на рисунок 4.



Рисунок 4 – Методы борьбы с АСПО

Другим видом осложнений при добыче нефти различными способами являются гидратные пробки в скважинах [5]. Газовые гидраты – кристаллические соединения, образующиеся при определённых термобарических условиях из воды и газа [25]. С вводом в разработку залежей с низкопродуктивными коллекторами и высоким газовым фактором нефти резко интенсифицировался процесс выпадения отложений гидратов в скважинах. Особенно остро вопросы профилактики гидратообразования встают на месторождениях Заполярья.

В насосных скважинах гидратные пробки образуются как в НКТ, так и в затрубном пространстве. Наличие газа высокого давления в межтрубном пространстве при пропусках в резьбовых соединениях НКТ стимулирует

пробкообразование как в НКТ, так и в межтрубном пространстве. Гидраты образуются при взаимодействии воды с газом по мере понижения температуры скважинной жидкости, движущейся в сторону устья. Гидраты откладываются на стенках подземного оборудования, образуя пробки. Интенсивность гидратообразования возрастает в скважинах с высоким газовым фактором.

При обводненности, близкой к точке инверсии, образуются стойкие эмульсии, которые в сочетании с парафиноотложением и гидратами создают высокое гидравлическое сопротивление течению скважинной жидкости.

Интенсивному накоплению гидратов и образованию пробок способствует зона вечной мерзлоты, уходящая на глубину 100-350 м.

Выпадение гидратов в непрерывно работающей скважине невозможно, если температура на устье превышает температуру гидратообразования. Максимальная глубина образования гидратов, определяемая температурой и давлением, составляет 500-700 м [16].

Поддержание по всей глубине скважины температуры выше температуры образования гидратов и выпадения парафинов позволяет решить проблему пробкообразования [16]. Повысить температуру можно с помощью нагревательного кабеля. В 80-х годах прошлого века кабельные системы электроподогрева для различных способов добычи нефти были разработаны, исследованы и внедрены на промыслах Западной Сибири предприятием «ЗапСибНИИнефть» [22]. В дальнейшем работы по совершенствованию техники и технологии электроподогрева проводили ООО «ПермНИПИнефть», ОАО «Камкабель», ЗАО «Нефтяная электронная Компания», ООО «Псковгеокабель» и др.

Для осуществления электрического подогрева возможны два варианта: либо кабель прокладывается по внешней поверхности НКТ, либо самонесущий нагревательный кабель опускается внутрь НКТ.

Схема реализации электроподогрева кабелем, спускаемым через лубрикатор непосредственно в НКТ, не требует проведения подземного ремонта и остановки скважины. Процесс спуска кабеля соответствует стандартным

работам с геофизическими приборами и выполняется аналогично. Кабель непосредственно соприкасается со скважинной жидкостью, которая быстро нагревается. Это позволяет реализовать периодический подогрев для профилактики пробкообразования.

Электроподогрев может осуществляться также кабелем, смонтированным с внешней стороны НКТ, вывод кабеля из скважины обеспечивается через стандартное сальниковое уплотнение, аналогичное используемых в скважинах, оборудованных УЭЦН. Этот способ основан в большей степени на компенсации теплопотерь скважинной жидкости в парафиногидратоопасном интервале, поэтому, как правило, требуется непрерывная подача электроэнергии. Отсутствие движения жидкости в межтрубном пространстве гарантирует безаварийную длительную работу исправно смонтированной системы. Монтаж кабеля выполняется одновременно со спуском насоса, что существенно снижает стоимость работ.

Режимы работы нагревательных кабелей рассчитываются для каждой скважины отдельно в зависимости от дебита, геотермического градиента, глубины спуска насоса, температуры выпадения парафина и гидратов, давления на устье, обводненности, интервала выпадения отложений, вязкости скважинной жидкости, стоимости электроэнергии [16].

В работе [5] указано, что помимо тепловых методов, эффективны и химические методы предупреждения гидратообразования с помощью подачи в скважину ингибиторов различного типа – растворимых в воде нитратов, хлористого кальция, метанола и др.

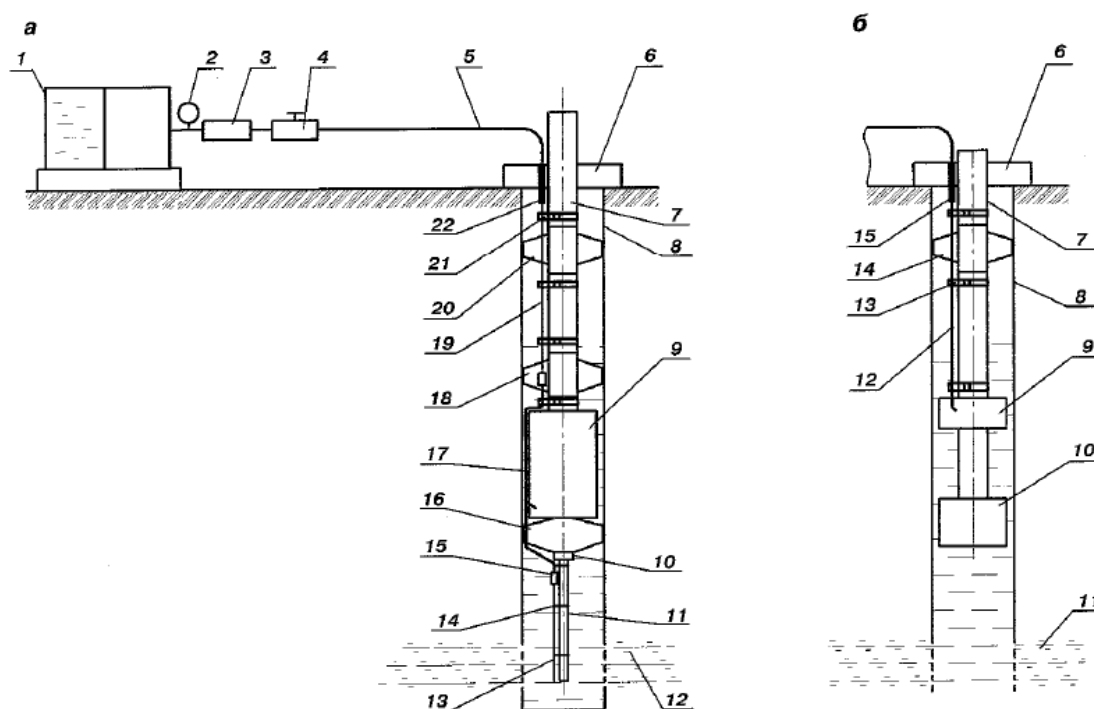
Как было отмечено выше, во многих нефтедобывающих компаниях эксплуатация нефтяных скважин установками погружных насосов осложняется наличием АСПО, неорганических солей, сероводорода в добываемом пластовом продукте, образованием стойких эмульсий, коррозией оборудования. В ряде случаев осложнения носят комплексный характер и существующие методы борьбы и предупреждения образования отложений неэффективны [26]. Как показывает практика, для борьбы с вышеуказанными осложнениями при

эксплуатации скважины наиболее целесообразно использование технологий, базирующихся на применении химических реагентов. При этом эффективность технологий существенно зависит от точной и надежной дозировки выбранного химического реагента в заданную точку скважины.

Применяемые в промысловой практике технологии, при которых химические реагенты заканчиваются в межтрубное пространство, не гарантирует постоянное и точное дозирование реагента на прием глубинного насоса. Это связано с высотой и колебаниями динамического уровня, плотностью нефти в затрубном пространстве выше приема насоса, наличием зоны разгазирования, плотностью химреагента, его растворимостью в нефти и другими факторами. В ОАО «АНК «Башнефть» разработаны конструкции и освоено производство нескольких видов капилляров (трубок) для подачи химреагентов в скважину с целью предупреждения образования отложений [26, 27]. Для скважин, оборудованных ЭЦН, создан специальный кабель с капиллярной трубкой, представляющий собой четырехжильный плоский бронированный кабель, предназначенный для питания погружного электродвигателя, содержащий дополнительно одну полую полиэтиленовую трубку. Также разработана трубка с оплеткой из стальных оцинкованных проволок, которая может быть применена в составе установок штанговых глубинных насосов (ШГН) и ЭЦН.

Специалистами ОАО «АНК «Башнефть» разработана техническая документация на применение технологии по предупреждению осложнений в скважинном оборудовании с дозированием химреагентов в заданную точку скважины по капиллярному каналу при эксплуатации скважины с поверхностным штанговым приводом, а также с погружным электродвигателем. Обеспечивается доставка химреагента в требуемую точку ввода (на прием насоса, в зону перфорации и др.) с наиболее эффективной дозировкой. При этом реагент не расходуется на насыщение столба нефти в затрубном пространстве скважины, адсорбцию его на внутренней поверхности обсадной колонны и наружной поверхности НКТ. Обеспечивается наиболее экономичный расход

реагента непосредственно на конкретные технологические цели (деэмульсацию, депарафинизацию, предупреждение или удаление солей и др.) и наибольшая эффективность его применения. Схема обустройства скважины, эксплуатируемой с применением УЭЦН, при дозировании химического реагента через капиллярную трубку приведена на рисунке 5.



а – в интервал ниже глубины спуска ЭЦН: 1 – установка дозирования химического реагента, 2 – манометр, 3 – обратный клапан, 4 – регулирующий клапан, 5 – линия подачи химического реагента, 6 – устьевая арматура, 7 – колонна НКТ, 8 – обсадная колонна, 9 – ЭЦН, 10 – переводник, 11 – штанга диаметром 19 мм или стальной трос с грузом-форсункой, 12 – продуктивный пласт, 13 – капиллярная трубка, 14 – хомуты, 15 – соединительные детали, 16, 18 – центратор ЭЦН, 17 – металлическая трубка, 19 – специальное погружное кабельное устройство СПКУ-301, 20 – центратор, 21 – пояс стальной, 22 – устьевой переводник; б – во внутреннюю полость НКТ в заданном интервале: 9 – муфта специальная с клапаном, 10 – насос, 11 – продуктивный пласт, 12 – СПКУ или капиллярный рукав (КР), 13 – пояс стальной, 14 – центратор НКТ, 15 – устьевое соединение

Рисунок 5 – Схема размещения оборудования при подаче реагентов

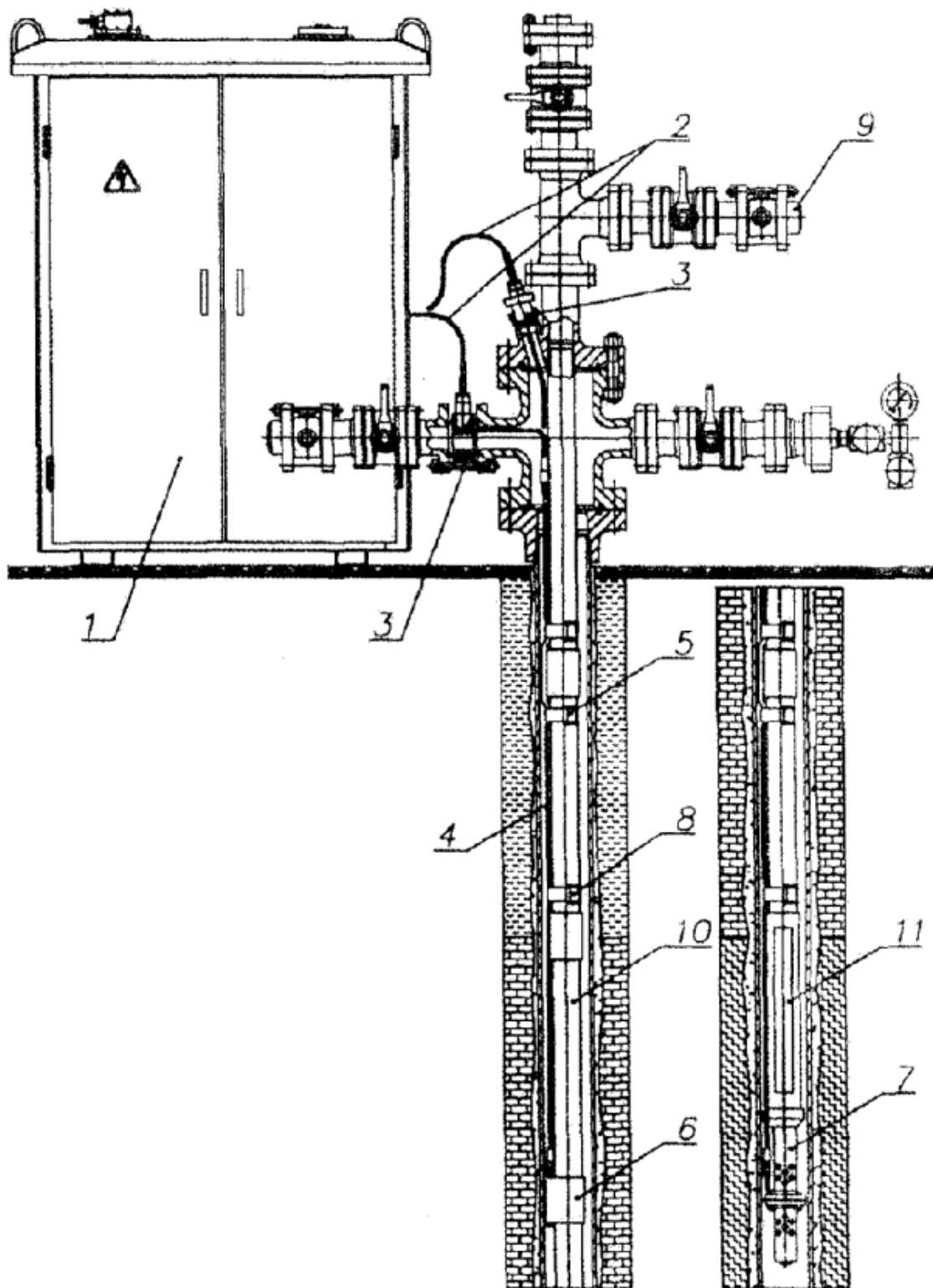
По капиллярным устройствам возможно дозирование следующих химических реагентов [26]:

- ингибиторов коррозии,
- деэмульгаторов,
- ингибиторов солеотложений,
- ингибиторов парафиноотложений,
- растворителей,
- слабых растворов кислот.

Внедрение технологии адресного дозирования позволило ОАО «АНК «Башнефть», по данным [26], снизить в 1,3-1,5 раза удельный расход химических реагентов, уменьшить число текущих ремонтов, увеличить межремонтный период работы скважин (более чем в 2 раза), сократить число термических и химических обработок. Производство комплекса технических средств для дозированной подачи реагентов на сервисном предприятии ОАО «АНК «Башнефть» ООО «Нефтекамский завод нефтепромышленного Оборудования».

В настоящее время начато применение технологий адресного дозирования реагентов при добыче нефти в других регионах России, а также в странах СНГ.

Так, ООО «Синергия-Лидер» (г. Пермь) производит комплекс оборудования для глубинного дозирования химического реагента непосредственно на приём насоса и в различные зоны НКТ и скважины [16, 28]. Комплекс оборудования для дозированной подачи химического реагента (рисунок 6) состоит из наземной и скважинной частей. Наземная часть включает блок подачи реагента, наземный трубопровод и устройство для прохода через устьевую арматуру. Скважинная часть содержит скважинный трубопровод и несколько видов устройств дозирования реагента как в полость НКТ, так и в зону приема насоса. Блоки подачи реагента выпускаются нескольких видов с диапазоном емкостей для хранения от 0,2 до 6,0 м³ и расходом химреагента от 0,05 до 125 л/ч.



1– блок подачи реагента; 2– наземный трубопровод; 3– устройство ввода; 4 – скважинный трубопровод; 5 – хомут-протектор; 6 – муфта- клапан; 7 – дозирующее устройство; 8 – монтажный пояс; 9 – арматура устьевая; 10– колонна НКТ; 11– УЭЦН

Рисунок 6 – Оборудование для дозированной подачи химического реагента

С экономической точки зрения одним из решающих факторов борьбы с парафином является точная, а иногда и очень малая подача реагента, поэтому блоки его подачи оснащаются дозировочными насосами. Насосы, производимые в ООО «Синергия-Лидер», имеют электронно-регулируемую подачу и малое потребление энергии. Другая отличительная особенность данного оборудования – бронированная трубка для подачи химических реагентов в заданную зону. Бронированная двумя слоями проволоки тонкостенная нержавеющая трубка покрывается смазкой и термоусадочной пленкой. ООО «Синергия-Лидер» поставляет комплекс оборудования под конкретные скважины, производит его монтаж и сервисное обслуживание.

Данным оборудованием можно оснастить любую скважину, независимо от ее назначения, а также использовать химреагенты с разными физико-техническими свойствами для нефтей с различными реологическими параметрами.

На промыслах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» данное оборудование внедряется с 2003 года для предотвращения АСПО в скважинах, эксплуатируемых установками ШГН. С 2004 года начаты работы по подаче реагента в скважины, оборудованные УЭЦН, для борьбы с высоковязкими эмульсиями и коррозией. Опыт внедрения оборудования для дозированной подачи химреагента в скважину на промыслах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (обработано 165 скважин к концу 2004 года) показывает: в 3,8 раза снизился объем требуемых промывок, количество текущих подземных ремонтов уменьшилось в 3 раза. При использовании скважинного трубопровода исключается потеря химического реагента, уменьшается дозировка – объем реагента сокращается в два-три раза по сравнению с методом закачки через затрубное пространство. Начаты работы по использованию подобного оборудования для закачки метанола в газовые скважины с гидратообразованием [16].

Так же следует обратить внимание на патент [29] целью предполагаемого изобретения является снижение потребляемой электроэнергии и расхода

химического реагента путем применения комбинированного способа борьбы с АСПО, объединяющего тепловой и химический метод обработки скважин.

Для решения поставленной задачи предлагается устройство депарафинизации нефтегазовых скважин, содержащее для спуска в зону возможного парафинообразования нагревательный кабель с двумя по меньшей мере нагревательными элементами, и систему управления его нагревом. Нагревательный кабель имеет по всей длине металлический или пластмассовый полый гидравлический канал, или содержит несколько гидравлических каналов различного диаметра, подключенных в верхней части к дозировочному насосу и емкости с химическим реагентом, а нижняя часть открыта для соединения со скважинной жидкостью, причем внутренний диаметр гидравлического канала составляет (10-50 %) от диаметра кабеля.

На верхней и нижней частях гидравлического канала могут быть установлены обратные клапаны или вентили.

Кабель может содержать дополнительные сигнальные проводники для подключения датчиков температуры или давления.

Данный способ депарафинизации нефтегазовых скважин включает спуск в зону возможного парафинообразования нагревательного кабеля с нагревательными элементами, подключение нагревательных элементов кабеля к регулируемому источнику электропитания. При этом подачу химического реагента по гидравлическому каналу осуществляют либо при помощи дозировочного насоса, либо без него – самотеком за счет гидростатического давления ниже точки начала кристаллизации парафиногидратов, а в качестве химического реагента применяют растворители, ингибиторы, деэмульгаторы, депрессаторы.

Подачу химического реагента или тепловой мощности возможно производить циклически.

Для предупреждения солеотложений применяют также погружные контейнеры-дозаторы [30, 31, 32], закачку ингибиторов в пласт с нагнетаемой для поддержания пластового давления водой [30], периодическую закачку

ингибиторов в призабойную зону [30, 33], ступени ЭЦН с пониженной скоростью солеотложения [34, 35].

Определённые перспективы для предупреждения АСПО и солеотложений имеют методы с применением магнитных полей [3, 36, 37].

Для защиты от коррозии используют, помимо ингибирования, покрытие статоров ПЭД методом электродуговой металлизации, установку центраторов с анодной защитой по фонду малodeбитных скважин, монельное покрытие корпусов на импортных УЭЦН, силикатно-гелевое покрытие НКТ [38].

Поскольку для борьбы с осложнениями, вызванными отложениями парафина, смол, асфальтенов, гидратов, солей, образованием вязких эмульсий, коррозией, а также для их предупреждения, разработаны различные технологии, встаёт вопрос о выборе оптимального способа для конкретных условий эксплуатации. В работе [3] рекомендуется при выборе технических средств и технологий использовать методы теории многомерной полезности, анализа иерархий, теории нечётких множеств и теории статистических решений, причём приводятся также примеры практического применения этих методов для решения разных задач. В настоящее время перед многими нефтяными компаниями России стоит задача сохранения уровня добычи нефти. Достичь этого можно за счет вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов, например, высоковязкой нефти. Как известно, большие запасы тяжелых нефтей имеются в Республике Татарстан, Западной Сибири и Республике Коми. Вместе с тем эффективная и рентабельная разработка таких залежей представляет собой довольно сложную задачу. Существуют различные тепловые методы разработки месторождений тяжелых нефтей. Паротепловое воздействие длительное время ведётся на Ярегском месторождении высоковязкой нефти в Республике Коми, причем эксплуатация скважин сейчас осуществляется и погружными центробежными насосами. За рубежом, например, в Канаде, широко используется парогравитационный метод, также основанный на закачке в пласт водяного пара. Силами специалистов ОАО «Татнефть» данный метод проходит апробацию в российских условиях [39]. Одним из основных вопросов при этом

является разработка рационального способа подъёма продукции из скважин и соответствующего оборудования.

Российские высоковязкие нефти, по сравнению с канадскими, имеют свои особенности залегания, иные физические свойства. Так, на Ашальчинском месторождении высоковязкие нефти залегают на небольших, по канадским меркам, глубинам порядка 70-100 метров, имеют меньшую вязкость, обладают плотностью ниже, чем у воды. Для этого месторождения также характерны наличие большой доли активной и связанной воды, геологическая неоднородность залегания.

Силами ОАО «Татнефть» в мае 2006 года на Ашальчинском месторождении начаты опытно-промышленные работы по добыче тяжёлых нефтей [39]. Была спроектирована и реализована технология парогравитационного дренажа, основанная на бурении двух скважин с горизонтальными стволами, параллельными друг другу в вертикальной плоскости. Скважины имеют два устья, т.е. пробурены с выходом на поверхность. Скважины оборудованы щелевыми фильтрами, предназначенными для предотвращения поступления механических примесей с размерами частиц от 150 мкм и более.

На начальном этапе производилась предварительная закачка пара в обе скважины. В качестве основного метода добычи использовалось свабирование при помощи подъёмных агрегатов с очисткой ствола скважины от бурового раствора, цемента, механических примесей, песка. Добыча производилась посредством перетягивания сваба с одного устья на другое. На вертикальном устье производились извлечение и очистка сваба.

Освоение скважины свабированием велось на протяжении месяца, в течение которого было добыто 350 м³ жидкости и 1,5 т песка. После очистки ствола добывающей скважины от остатков глинистого раствора и прекращения выноса песка оборудование для свабирования демонтировали, а в скважину спустили погружной центробежный насос ЭЦН5-50-150. Скважина была выведена на стационарный режим работы [39].

Средняя вязкость нефти Ашальчинского месторождения в пластовых условиях при температуре 8 °С составляет около 12000 мПа·с. Поскольку при закачке пара температура существенно растёт, были проведены исследования зависимости вязкости водонефтяной эмульсии от температуры, которые показали, что при температуре выше 90 °С вязкость эмульсии ниже 30 мПа·с, следовательно, в таких условиях сверхвязкую нефть можно добывать погружными электроцентробежными насосами. По состоянию дел на 2008 год, в две нагнетательных скважины закачивается 120 т/сут пара, а из двух добывающих скважин погружными насосами извлекается 40 т сверхвязкой нефти и 200 т воды в сутки [39].

Вместе с тем возникли и проблемы при эксплуатации горизонтальных скважин установками ЭЦН в условиях парогравитационного дренажа. В [39] отмечается, что сложно обеспечить надежность насосов при температурах добываемой жидкости 150-160 °С и устойчивую работу ЭЦН в горизонтальном положении при малом давлении и наличии парогазовой смеси на приёме. Имеются также трудности, связанные с мониторингом забойного давления и температуры в условиях высоких температур (150-200 °С).

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

3 Экспериментальная часть

3.1 Постановка проблемы

Для выяснения возможных осложнений в процессе смешения пластовых и поверхностной вод в ООО «РН-Ванкор» был использован ионный состав и физико-химические характеристики воды озера Дэлиньде Ванкорского месторождения и пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит (приложение А).

Пластовая вода насоновской свиты принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 3,67 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 14,8 мг/л, HCO_3^- – 613,7 мг/л, SO_4^{2-} – 18,8 мг/л.

Пластовая вода яковлевской свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 15,5 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 539,4 мг/л, HCO_3^- – 315,2 мг/л, SO_4^{2-} – 2,9 мг/л.

Пластовая вода нижнехетской Нх-I свиты принадлежит к хлоркальциевому типу, хлоридной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 13,1 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 446,4 мг/л, HCO_3^- – 585,0 мг/л, SO_4^{2-} – 55,4 мг/л.

Пластовая вода нижнехетской Нх-III-IV свиты принадлежит к гидрокарбонатнонатриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Общая минерализация воды составляет 9,3 г/л. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 160,8 мг/л, HCO_3^- – 871,0 мг/л, SO_4^{2-} – 37,3 мг/л.

Общая минерализация воды озера Дэлиньде (приложение Б) не превышает 68 мг/л. Вода принадлежит к гидрокарбонатно-натриевому типу, гидрокарбонатной группе, классу S1, натриевой подгруппе. Содержание солеобразующих ионов Ca^{2+} – 7 мг/л, HCO_3^- – 30,5 мг/л, SO_4^{2-} – отсутствует.

Присутствие в анализируемых пробах вод незначительных количеств катионов Ba^{2+} и Sr^{2+} не учитывалось. Эти компоненты обнаружены не во всех пробах, что указывает на большую вероятность их привнесения в пласт в ходе технологических операций бурения.

Оценка совместимости воды озера Дэлиньде с пластовыми водами показала, что:

- вода поверхностного источника озера Дэлинде стабильна, при температурах 20-60 °С и не образует осадков;

- пластовая вода насоновской свиты стабильна и не образует осадков в диапазоне температур 20-40 °С, при температуре 60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора;

- пластовая вода яковлевской свиты стабильна и не образует осадков, при температуре 20 °С, в диапазоне температур 40-60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора;

- пластовая вода нижнехетской НХ I свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20 °С, при температуре 40 °С появляется пленка солей на поверхности раствора, при температуре 60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора и осадок на дне;

- пластовая вода нижнехетской НХ III-IV свиты стабильна и не образует осадков при температуре 20°С, в диапазоне температур 40-60 °С появляется пленка солей на поверхности раствора.

При смешении вод в объемном соотношении, как указано в таблице 6 стабильность воды рассчитывалась по методу Дж. Е. Одда и М.В. Томпсона.

Таблица 6 – Соотношения смешения пластовых и поверхностной вод в ППД

Источник воды (наименование свиты)	Соотношение объемов воды, %				
	1	2	3	4	5
№ модели					
яковлевская (Як)	5,0	10,0	15,0	30,0	45,0
нижнехетская НХ-I	0,0	0,0	0,0	0,0	5,0
нижнехетская НХ-III-IV	1,0	5,0	10,0	20,0	20,0
насоновская	94,0	75,0	60,0	40,0	25,0
Поверхностный источник	0,0	10,0	15,0	10,0	5,0
Итого	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Индекс стабильности (SI) указывает на потенциал воды к солеотложению.

Если $SI > 0$, то термодинамически возможно выпадение соли, если $SI < 0$, то выпадения соли не происходит. Причем при $SI > 1$ наблюдается заметное солеотложение.

Результаты моделирования изменения индекса насыщения кальцитом, гипсом и ангидритом, при смешении пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит с водой озера Дэлиньде представлены в приложениях В и Г.

В результате моделирования установлено:

- вода поверхностного источника озера Дэлиньде не склонна к солеотложению кальцита, гипса и ангидрита в поверхностных условиях и при пластовых температурах Ванкорского месторождения;
- пластовые воды насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх III-IV свит склонны к солеотложению кальцита и не склонны к выделению осадков гипса и ангидрита.

Склонность пластовых вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх I и нижнехетской Нх III-IV свит к солевыведению кальцита растёт с повышением температуры. По возрастанию склонности к солевыведению кальцита пластовые воды располагаются в следующий ряд:

насоновская < яковлевская < нижнехетская Нх-III-IV < нижнехетская Нх-I.



Повышение температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л критично для солевыведения кальцита; из-за склонности вод насоновской, яковлевской, нижнехетской Нх-I и нижнехетской Нх-III-IV свит к солевыведению кальцита не рекомендуется смешивать в системе ППД воды с повышенным содержанием ионов кальция (воды яковлевской и нижнехетской Нх-I свит) и высоким содержанием гидрокарбонат-анионов (воды насоновской и нижнехетской Нх-III-IV свит).

Смешение этих вод создает риск солевываждения кальцита. Увеличение доли воды поверхностного источника в смеси пластовых вод снижает риск солевываждения кальцита; из всех протестированных соотношений смешиваемых вод с повышением температуры выше 40 °С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л возможно выпадение кальцита.

Таким образом, смешение в системе ППД вод Ванкорского месторождения при температурах выше 40°С в условиях разгазирования и снижения содержания растворенного углекислого газа в водной среде ниже 50 мг/л способно вызвать осадкообразование кальцита.

Для предупреждения осадкообразования рекомендуется применение ингибиторов солеотложения.

На рисунке 7 приведены результаты расчета индекса насыщения кальцитом для условий пласта НХ (32 °С, 61 °С, 16 МПа и 27 МПа соответственно), для зоны УЭЦН (40 °С, 70 °С соответственно и 0,8 МПа) и условий устья скважины (10 °С и 0,4 МПа) в зависимости от обводнённости флюида.

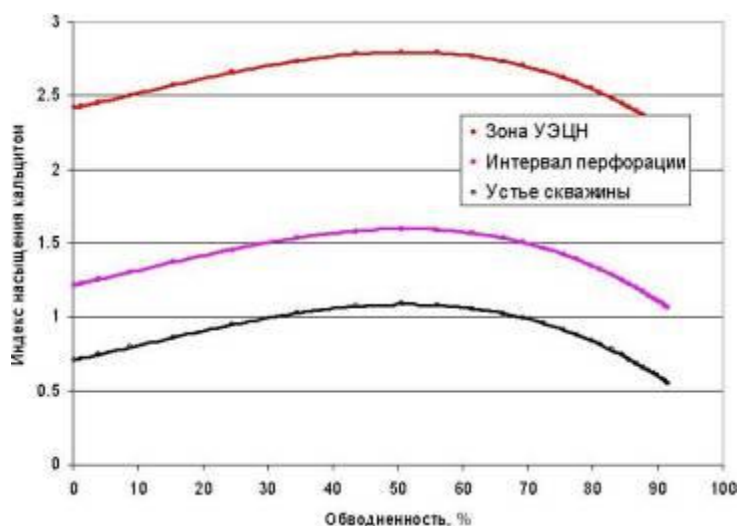


Рисунок 7 – Зависимость индекса насыщения добываемой воды кальцитом от обводнённости продукции для пласта НХ в ПЗП, на УЭЦН и на устье скважины

Расчётные данные показали, что в процессе разработки потенциал солеотложения добываемой воды, особенно в зоне УЭЦН достаточно высок. Причем для добываемой воды из пласта Як вплоть до 80 % обводнённости, а для воды из пласта НХ во всем диапазоне изменения обводнённости. Индекс насыщения показывает только склонность добываемой воды к солеотложению, в реальных условиях реализация потенциала солеобразования будет определяться дебитом скважины, забойным давлением и способом добычи.

На модельных растворах вод, отличающихся склонностью к солеобразованию кальцита в условиях повышенных температур, пластовой воде нижнехетской НХ-III-IV свиты и модельной смеси вод объёмного соотношения, % - яковлевская: нижнехетская НХ-I : нижнехетская НХ-III-IV : насоновская : озёрная = 45:5:20:25:5 (модель № 5), были протестированы три ингибитора, широко применяемые для предупреждения солеотложения в практике нефтедобычи – Акватек 511М (НПК «Интертап», г. Казань), Ипроден С-1 (ООО «Экспериментальный завод «Нефтехим», г. Уфа), Descum-2D-3611C (ГК «Миррико», г. Казань). Эффективность ингибиторов по предотвращению выпадения карбоната кальция из растворов представлена в приложении Д. Результаты коррозионных испытаний ингибиторов солеотложения представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Коррозионная агрессивность ингибиторов солеотложения

Ингибитор солеотложения	Концентрация товарной формы, %	Продолжительность опыта, час	Скорость коррозии, г/м ² час
Ипроден С-1	100	6	0,15
Акватек 511 М	100	6	0,03
Descum 2D-3611C	100	6	0,04

Применение ингибиторов солеотложения позволяет повысить солевую стабильность водных систем Ванкорского месторождения и предотвратить

выпадение кальцита. Для предупреждения солеотложения при температуре ≤ 60 °С ингибиторы солеотложения марок Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611С рекомендуется использовать в постоянной дозировке 20 мг/л (г/м³), при температуре ≥ 90 °С ингибиторы солеотложения рекомендуется использовать в постоянной дозировке 30 мг/л (г/м³). Все испытанные ингибиторы (Акватек 511М, Ипроден С-1, Descum-2D-3611С) отличаются низкой коррозионной агрессивностью и могут применяться в БРХ по технологии постоянного дозирования.

3.2 Возможные пути решения

Для удаления отложений карбоната кальция из НКТ и из призабойной зоны продуктивного пласта рекомендуется проведение солянокислотных обработок, осуществляемых 12-18 % раствором соляной кислоты с добавкой ингибиторов коррозии, при соотношении раствор соляной кислоты – ингибитор коррозии 1:0,005-1:0,01. В качестве ингибиторов могут быть использованы Север-1, катапины, ИКАП-2 или их аналоги, защитное действие которых по отношению к углеродистой стали в растворе соляной кислоты при пластовых температурах составляет > 90 %.

Для удаления кальцита с рабочих органов ЭЦН может использоваться технология кислотных промывок работающего насосного оборудования. Главным требованием, при такой обработке, является использование мало концентрированного раствора кислоты – не более 5 %. Основной опасностью является возможность воздействия кислоты на целостность электрического кабеля. По этой причине вторым обязательным условием является применение ингибированной ингибитором коррозии соляной кислоты. После кислотной обработки насосное оборудование и ствол скважины промываются раствором ПАВ для удаления кислотного состава. Кроме того, ПАВ покрывает поверхность оборудования и предупреждает отложение солей в ближайшее время после

обработки. Для более продолжительного эффекта ингибирования в состав промывочной жидкости следует добавлять ингибитор солеотложения.

Для предотвращения отложения карбоната кальция в нефтепромысловом оборудовании рекомендуется применение технологических и химических способов.

Значительный эффект по снижению интенсивности отложения солей дает селективная изоляция обводнившихся пропластков продуктивного пласта, поскольку при сокращении притока воды, перенасыщенной солями, уменьшается и интенсивность отложения солей.

Одним из способов повышения работоспособности оборудования в условиях солеотложения является применение различных покрытий поверхности, соприкасающейся с жидкостью. Имеется положительный опыт применения покрытий НКТ стеклом, эмалями, лаками. Применение в условиях солеотложения центробежных колес и направляющих аппаратов ЭЦН, рабочие поверхности которых покрыты пентапластом или изготовлены из полиамидных составов с покрытиями эпоксидной смолой, фторопластом, пентапластом с графитом и алюминием, ЖКП позволяет увеличить наработку на отказ скважинных насосов.

Наиболее эффективным способом предотвращения солеобразования в нефтепромысловом оборудовании является химический с использованием реагентов-ингибиторов.

Для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта, НКТ добывающих скважин и насосного оборудования ингибитор должен вводиться в водонефтяной поток до зоны выпадения солей. В мировой практике для защиты от солеотложения призабойной зоны пласта добывающих скважин, в особенности, в условиях глушения скважин в процессе ремонта тяжелыми хлоркальциевыми растворами рекомендуются технологии задавливания ингибитора в пласт и закачка ингибитора в систему ППД месторождения. Для защиты от солеотложения насосного оборудования и лифта скважин предпочтительно использование непрерывного дозирования ингибитора в

затрубное пространство скважины с помощью наземных дозирующих устройств, периодического дозирования в затруб, задавливания ингибитора в пласт с периодическим подливом в затрубное пространство, погружных скважинных контейнеров-дозаторов с ингибиторной композицией. При проведении КРС ингибитор солеотложения рекомендуется добавлять в растворы глушения (с предварительным анализом совместимости систем).

В качестве ингибиторов для защиты скважин и трубопроводов (нефтесбор и водоводы низкого давления) от солеотложения рекомендуются реагенты в следующих эффективных дозировках (г/м³ попутно-добываемой воды):

- Descum 2D-3611C не менее 20;
- Ипроден С-1 не менее 20;
- Акватек 511М 20-30.

Подтоварная и артезианская воды в поверхностных условиях склонны к риску выпадения кальцита. Изменение индекса насыщения попутно-добываемой воды (риск солеопасности) наиболее чувствителен к изменению забойного давления и содержанию солеобразующих ионов в водной среде.

Риск выпадения кальцита отмечен только в скважинах пласта Нх 3-4. Превалирует тенденция повышения риска выпадения кальцита к устью скважины, что связано с процессами разгазирования скважинных флюидов и снижения содержания растворенного СО₂ в попутно-добываемой воде. В ряде случаев риск выше в забойных условиях и на УЭЦН, когда температура оказывает более сильное влияние на выпадение кальцита, чем эффект разгазирования. Причиной выпадения кальцита в скважине является изменение термобарического равновесия в пластовой воде. При поступлении ее на забой изменяется содержание растворенного СО₂ между водной и нефтяной фазами, обедняясь СО₂, водная фаза выделяет кальцит:



Процесс может усиливаться на приеме УЭЦН из-за нагрева потока погружным электродвигателем и снижения растворимости кальцита. Если влияние данных факторов невелико и в воде сохранилось высокое солевое содержание растворенного гидрокарбоната, то в условиях сильного разгазирования в НКТ и появлении газовой фазы, процесс выпадения кальцита провоцируется вновь.

При анализе рисков выпадения кальцита в пластовых условиях при смешивании пластовых и закачиваемых вод использован средний ионный состав пластовых, подтоварной и артезианской вод.

По результатам моделирования смешения пластовых вод с закачиваемыми установлено, что их смешивание приводит к повышению неустойчивости пластовых вод и усилению выпадения кальцита. Однако интенсивность выпадения различна. Для пластовой воды Як 3-7 отмечается незначительный рост выпадения с увеличением доли подтоварной воды в смеси, а для пластовой воды Нх-1 усиление неустойчивости происходит при 28 % и выше содержании подтоварной воды в смеси с дальнейшим существенном ростом интенсивности выпадения кальцита. Наиболее значимо рост неустойчивости проявляется при смешивании пластовой воды Нх 3-4 с подтоварной водой с постоянным увеличением интенсивности выпадения кальцита при повышении содержания подтоварной воды в смеси.

Данное явление объясняется различием в содержании солеобразующего катиона кальция в пластовых и подтоварной водах. Наиболее велико различие в содержаниях катиона Ca^{2+} для смеси пластовой воды Нх 3-4 и подтоварной воды. Смешивание артезианской воды с пластовыми водами, наоборот, повышает солевую стабильность системы и снижает риск выпадения кальцита. Наиболее существенно этот факт проявляется для пластовой воды Нх 3-4. Это связано с низким содержанием гидрокарбонат-иона в артезианской воде в сравнении с пластовой водой Нх 3-4.

Среди различных существующих способов и технологий защиты от солеотложения для горизонтальных средне- и высокодебитных скважин пласта

Нх3-4 Ванкорского месторождения наиболее приемлемы следующие технологии:

- постоянное дозирование ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку;
- задавливание ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта;
- дозирование ингибитора солеотложения по пробковой технологии в нагнетательные скважины с гидродинамической связью с осложненным добывающим фондом скважин.

Метод постоянного дозирования ингибитора солеотложения на прием УЭЦН (либо под ПЭД) через капиллярную трубку заключается в подаче ингибитора в постоянном режиме с помощью стандартной дозирующей установки на прием насоса (либо под ПЭД) с помощью капиллярной системы. Гарантированное присутствие ингибитора на приеме ЭЦН и в продукции скважины и отсутствие непроизводительных потерь ингибитора – главные достоинства технологии. Однако данный метод не защищает от солеотложения ПЗП скважины и интервал от забоя скважины до приема ЭЦН, также постоянно занята внешняя затрубная задвижка.

Технология задавливания ингибитора солеотложения в призабойную зону пласта заключается в задавливании пачки ингибитора в предварительно подготовленную призабойную зону пласта, где он адсорбируется и удерживается на поверхности породы. В процессе добычи при фильтрации добываемой жидкости через ПЗП протекает постепенный процесс десорбции ингибитора, который вместе с пластовой жидкостью поступает в скважину. Технология состоит из 3 этапов: этап предварительной подготовки пласта, этап закачки основного объема ингибитора солеотложения и этап продавки объема раствора ингибитора в пласт. Использование взаимного растворителя (ВР) позволяет очищать обрабатываемые поры и каналы фильтрации от пластовой воды и нефти, удалять с поверхности породы рыхлосвязанную воду и пленку нефти и увеличивать площадь поверхности, контактирующей с ингибитором солеотложения, обеспечивая подготовку пласта для оптимальной сорбции

ингибитора на породе с последующей медленной и полной десорбцией ингибитора. При использовании этой технологии защита распространяется на призабойную зону скважины, эксплуатационную колонну до уровня насоса, насосное оборудование, НКТ и наземные коммуникации. Недостатком является необходимость продавливания ингибитора в удаленные зоны пласта водным раствором, контакт которого с ПЗП может затруднить дальнейший вывод скважины на режим.

Технология дозирования ингибитора через систему ППД состоит в закачке ингибитора в нагнетательную скважину, которая продолжается в течение месяца ежедневно или через день пачками раствора определенного объема. Пласт работает как осреднительная емкость больших размеров, поэтому концентрация ингибитора, поступающего в добывающую скважину, постоянна. Закачиваемая в пласт вода может достигать добывающей скважины в течение первых десяти дней после закачки. Поступление ингибитора продолжается в течение 4-6 месяцев с момента начала работ. Достоинства метода – защита всех зон солеотложения, низкие эксплуатационные расходы и защита целой группы солеотлагающих скважин. Большой расход ингибитора, невозможность проведения подготовительных работ сразу на всех скважинах участка (что снижает эффективность ингибирования) и ограниченные условия применения (экономическая целесообразность только в зонах группового размещения солеотлагающих скважин) являются основными недостатками метода.

Анализ показал, что наиболее экономически целесообразна технология задавливания ингибитора солеотложения в пласт для скважин низкой и средней обводненности, а с ростом обводненности добываемой продукции более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку.

Для реализации технологий предупреждения солевых выпадений был проанализирован ряд ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного действия. В соответствии с методиками, определены основные физико-химические показатели ингибиторов солеотложения и реагентов комплексного

действия. По физико-химическим свойствам ингибиторы солеотложения и реагенты комплексного действия, в целом, удовлетворяют требованиям.

Тестирование эффективности ингибирования выпадения кальцита проводилось статическим и динамическим методами. В качестве МПВ исследовались МПВ Яковлевской Як 3-7 и Нижнехетской Нх 3-4 свит.

Определены эффективные дозировки ингибирования осадкообразования CaCO_3 статическим методом и эффективное остаточное содержание ингибитора солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения CaCO_3 по результатам динамического теста (определялось по блокированию капилляра при прокачивании модели воды пласта Нх 3-4 через капилляр без ингибитора и с ингибитором). Определено эффективное остаточное содержание ингибиторов солеотложения в попутно-добываемой воде для предотвращения осаждения CaCO_3 . На основании проведенного тестирования установлено, что испытанные ингибиторы солеотложения по результатам статического тестирования на моделях вод Як 3-7 и Нх 3-4 свит с эффективностью выше 90 % ингибируют выпадение кальцита в дозировках 10-20 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая эффективное остаточное содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составляет от 3 до 10 мг/л.

Выбор предпочтительных ингибиторов солеотложения из представленного перечня производился с учетом рейтинговых оценок.

В последнее время наиболее актуальным становится применение ингибиторов комплексного действия (ИКД), направленных как на предотвращение солеотложения, так и на борьбу с коррозией. Тестирование ингибиторов комплексного действия проводилось как в отношении эффективности ингибирования солевывпадения кальцита статическим и динамическим методом на МПВ пласта Нх 3-4, так и эффективности ингибирования коррозии.

На основании проведенного тестирования составлен рейтинг испытанных реагентов, представленный на рисунке 8.



Рисунок 8 – Рейтинг ингибиторов солеотложения

Установлено, что эффективные дозировки ингибиторов комплексного действия для предотвращения выпадения кальцита и коррозионного воздействия среды составляют 20 мг/л. В этих условиях обеспечивается 90 % эффективность действия испытанных реагентов. Однако при наличии выноса мехпримесей при их содержании в добываемом флюиде в пределах 100 мг/л из-за абразивного воздействия на ингибированную поверхность эффективные дозировки реагентов для 90 % ингибирования коррозионного воздействия среды рекомендуется увеличить до 50 мг/л. Минимальная концентрация ингибиторов в водной среде, обеспечивающая эффективное остаточное содержание реагентов для предотвращения солеотложения, по результатам динамических тестов составляет от 5 до 10 мг/л.

Таким образом, при выборе реагентов для опытно-промышленных испытаний (ОПИ) рекомендуется придерживаться следующего алгоритма действий:

- исключаются реагенты, не удовлетворяющие нормам единого транзитного тарифа (ЕТТ) по физикохимическим свойствам;
- в дальнейшем выбор базового и альтернативного реагентов должен быть осуществлен с учетом критерия цена/качество и стоимости ингибиторной защиты одного метра кубического добываемой или перекачиваемой воды.

Для ингибиторов с эффективностью более 90 % ценовой критерий (К) (стоимость защиты 1 м³ воды в руб.) может быть рассчитан по формуле 2.

$$K = C \cdot \Xi \cdot 10^{-6}, \quad (2)$$

где С – стоимость ингибитора, руб./т,

Ξ – эффективная дозировка, г/м³.

Анализ полученных результатов указывает, что технология задавливания ингибитора солеотложения в пласт экономически целесообразна для скважин низкой и средней обводненности, относящихся к средне- и высокодебитному фонду.

Технология предполагает высокие затраты на проведение работ по задавке ингибитора в пласт, связанные, в том числе, и с приобретением необходимого количества ингибитора. С ростом обводненности добываемой продукции расширяется диапазон дебитов скважин, для которых более эффективна технология постоянного дозирования через капиллярную трубку. Затраты на приобретение реагента по данной технологии наиболее низкие из рассматриваемых методов защиты.

Из-за значительной доли непроизводительных потерь ингибитора в скважинах с повышенной обводненностью, по своей экономической эффективности технология закачки ингибитора через систему ППД уступает по эффективности технологиям задавки ингибитора в пласт и постоянному дозированию. Технология закачки ингибитора в систему ППД конкурентоспособна только при целенаправленной обработке скважин нагнетательного фонда для защиты гидродинамически связанных осложненных добывающих скважин. Технология также эффективна, если через КНС ингибитором приходится обрабатывать всю нагнетаемую воду, а осложненный солеотложением фонд добывающих скважин значителен.

Исследованием ионного состава вод установлено, что в скважинах пласта Нх 3-4 наблюдается риск выпадения кальцита. Установлено, что смешение

подтоварных и пластовых вод приводит к увеличению нестабильности системы и выпадению кальцита в пласте Нх 3-4 и его скважинах. Составлен рейтинг ингибиторов солеотложения.

Показано, что технология задавки ингибитора в пласт наиболее эффективна в условиях Ванкорского месторождения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе был рассмотрен процесс солеотложения, которому подвергается подземное и наземное нефтепромысловое оборудование в процессе эксплуатации.

Цель была достигнута путем реализации следующих задач:

- изучение общих сведений о процессе солеотложения;
- рассмотрение причин ее возникновения;
- сбор геологических сведений о месторождении;
- оценка существующих способов защиты от солей;
- предложение решения использования оптимального метода борьбы с солеотложениями;
- подведение итогов эффективности применения предложенного решения для Ванкорского месторождения.

Выявлены причины солеотложений, которым подвергаются призабойная зона пласта и погружное насосное оборудование при длительной эксплуатации, а также способы с солеотложениями.

Одной из проблем на Ванкорском месторождении является солеотложения и борьба с ними. С целью подбора оптимального решения был проведен анализ фонда скважин с высоким показателем солеотложения.

Исследованием ионного состава вод установлено, что в скважинах пласта Нх 3-4 наблюдается риск выпадения кальцита. Установлено, что смешение подтоварных и пластовых вод приводит к увеличению нестабильности системы и выпадению кальцита в пласте Нх 3-4 и его скважинах. Составлен рейтинг ингибиторов солеотложения.

Показано, что технология задавки ингибитора в пласт наиболее эффективна в условиях Ванкорского месторождения.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

В настоящей работе использованы следующие сокращения:

АСПВ – асфальто-смоло-парофиновые вещества;

АСПО – асфальто-смоло-парофиновые отложения;

БРХ – блок реагентного хозяйства;

ВР – взаимный растворитель;

ВЭД – вентельный электродвигатель;

ЕТТ – единый транспортный тариф;

ЖКТ – жидкокристаллический полимер;

ИКД – ингибитор комплексного действия;

КВЧ – концентрация взвешенных частиц;

КНС – кустовая насосная станция;

КР – капиллярный рукав;

КРС – капитальный ремонт скважин;

МПВ – модель пластовой подои;

МРП – межремонтный период;

НКТ – насосно-компрессорная труба;

ОПИ – опытно-промысловые испытания;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПЗС – призабойная зона скважины;

ППД – поддержание пластового давления;

ПЭД – погружной электродвигатель;

РПД – режим поддержания давления;

СПКУ – специальное погружное кабельное устройство;

УИН – установка измерения насыщения;

УЭВН – установка электровинтового насоса;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ЦА – цементируочный агрегат;

ШГН – штанговый глубинный насос;

ЭВН – электровинтовой насос;

ЭЦН – электроцентробежный насос.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1 Эксплуатация скважин в осложненных условиях / С. С. Алескеров, Б. И. Алибеков, Б. И. Алиев, Ю. А. Бувеч, В. Г. Вартанов, Н. М. Манюхин, О. В. Чубанов – Москва : Недра. – 1971. – 200 с.

2 Чубанов, О. В. Технологические проблемы эксплуатации скважин в осложнённых условиях : автореферат дис. ... докт. техн. наук : 05.15.06 / Чубанов Отто Викторович. – Москва, 1978. – 35 с.

3 Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков [и др.]: Под. ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина. – Уфа : Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.

4 Каплан, Л. С. Эксплуатация осложнённых скважин центробежными электронасосами / Л. С. Каплан, А. В. Семёнов, Н. Ф. Разгоняев. – Москва : Недра, 1994. – 190 с.

5 Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложнённых условиях / М. Н. Персиянцев. – Москва : Недра-Бизнесцентр, 2000. – 653 с.

6 Ануфриев, С. Управа на врагов мехдобычи: Практика «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаза» / С. Ануфриев // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 12. – С. 90–93.

7 Опыт эксплуатации скважин с повышенным содержанием газа в нефти / Г. З. Ибрагимов, Н. И. Хисамутдинов, В. Ф. Лесничий [и др.] - Обзорная инф., серия «Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений». – Москва : ВНИИОЭНГ, 1990, вып. 3, 56 с.

8 Маркелов, Д. В. Борьба с осложнениями в механизированной добыче нефти / Д. В. Маркелов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2005. – № 2. – С. 30–35.

9 Кудряшов, С. Эксплуатация УЭЦН в осложнённых условиях интенсифицированных скважин / С. Кудряшов, Ю. Лёвин, Д. Маркелов // Бурение и нефть. – 2004. – № 10. – С. 22–23.

10 Здольник, С. Е. Опыт управления осложнениями механизированного фонда скважин в ООО «РН-Юганскнефтегаз» / С. Е. Здольник, В. А. Литвиненко,

Д. В. Маркелов, Р. А. Хабибуллин. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 32–34.

11 Басов, С. Г. Современные системы управления погружными электронасосами при периодических режимах эксплуатации скважин / С. Г. Басов, О. А. Тяпов, В. Г. Ханжин, А. Р. Гарифуллин. // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. – С. 94–96.

12 Григорьева, О. Проблемы работы УЭЦН на месторождениях Компании обсуждали в Нижневартовске / О. Григорьева // Новатор. – Сентябрь – ноябрь 2007. – № 18. – С. 23–26.

13 Бочарников, В. Ф. Вибрация и разрушения в погружных центробежных насосах для добычи нефти / В. Ф. Бочарников, Ю. В. Пахаруков – Тюмень.: ТюмГНГУ, 2005. – 141 с.

14 Смирнов, Н. И. Ресурсные испытания ЭЦН: Тест на износ. Современные методы испытания ЭЦН на ресурс / Н. И. Смирнов. // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 12. – С. 168–171.

15 Мищенко, И. Т. Особенности разработки нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами / И. Т. Мищенко, А. Т. Кондратюк ; под ред. И. Т. Мищенко. Москва : Нефть и газ, 1996. – 190 с.

16 Агеев, Ш. Р. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение. Энциклопедический справочник / Ш. Р. Агеев, Е. Е. Григорян, Г. П. Макиенко. – Пермь : ООО «Пресс-мастер», 2007. – 645 с.

17 Алексеев, Ю. В. Совершенствование технологии эксплуатации скважин ориентированного профиля ствола установками погружных электроцентробежных насосов : автореферат дис. ... канд. техн. наук : 05.15.06 / Алексеев Юрий Владимирович – Уфа, 2000. – 23 с.

18 Кутдусов, А. Т. Совершенствование эксплуатации наклонных скважин с высокой температурой, оборудованных электроцентробежными насосами : автореферат дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Кутдусов Артур Тимерзянович – Уфа, 2002. – 23 с.

- 19 Требин, Г. Ф. Нефти месторождений Советского Союза. Справочник. 2-е изд., доп. и перераб. / Г. Ф. Требин, Н. В. Чарыгин, Т. М. Обухова. – Москва : Недра, 1980. – 583 с.
- 20 Ашмян, К. Д. Результаты стандартных и специальных исследований нефти Верхнечонского месторождения / К. Д. Ашмян, Г. Б. Немировская, А. Б. Фукс, Е. Сурков // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 30–33.
- 21 О существовании месторождений жидких углеводородов, насыщенных твёрдой фазой / А. П. Крылов, Г. Г. Вахитов, Г. Ф. Требин [и др.] – ДАН СССР, 1975. – 225 с.
- 22 Малышев, А. Г. Применение греющих кабелей для предупреждения парафиногидратообразования в нефтяных скважинах / А. Г. Малышев, Н. А. Черемисина // Нефтяное хозяйство. – 1990. – № 6. – С. 58–60.
- 23 Тронов, В. П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними / В. П. Тронов. – Москва : Недра, 1969. – 192 с.
- 24 Глинский, А. Покрытие STREAMAX™ – НКТ в безопасности / А. Глинский // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 12. – С. 96–98.
- 25 Истомин, В. А., Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях / В. А. Истомин, В. С. Якушев. – Москва : Недра. – 236 с.
- 26 Лукьянов, Ю. В. Новые технологии в процессах добычи нефти / Ю. В. Лукьянов, И. Ш. Гарифуллин, В. Г. Акшенцев // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 4. – С. 16–17.
- 27 Гарифуллин, И. Ш. Применение специальных погружных капиллярных устройств для предупреждения осложнений в скважине / И. Ш. Гарифуллин // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2008. – № 8. – С. 34–41.
- 28 Мальцев, А. П. Опыт внедрения оборудования для подачи реагентов в призабойную зону скважины при борьбе с АСПО / А. П. Мальцев, А. А. Сабиров, Н. Н. Соколов // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2006. – № 2. – С. 60–62.
- 29 Пат. 2273725 Российская федерация МКП Е 21 В 37/06, Е 21 В 43/24. Устройство и способ депарафинизации скважин / А. В. Робин ; заявитель и

патентообладатель ООО «Псковгеокабель». – № 2004118649/03 ; заявл. 18.06.2004 ; опубл 10.04.2006, Бюл. № 10. – 8 с.

30 Рагулин, В. В. Исследование солеотложения в скважинах ОАО «НК «Роснефть» - «Ставропольнефтегаз» и ОАО «НК «Роснефть» - «Пурнефтегаз» и рекомендации для его предупреждения / В. В. Рагулин, А. И. Волошин, А. Г. Михайлов, С. П. Хлебников // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – 200. – № 1. – С. 38–41.

31 Рагулин, В. Технологии предотвращения солеотложения в скважинном оборудовании / В. Рагулин, А. Михайлов, В. Теплов [и др.] // Технологии ТЭК. – 2004. – № 4 (17). – С. 28–31.

32 Чебунин, А. Контейнер в скважине. На переднем крае борьбы с отложениями солей / А. Чебунин // Арсенал нефтедобычи. – 2007. – № 3. – С. 10–11.

33 Михайлов, А. Скважина под надёжной защитой: Борьба «РН-Пурнефтегаза» с солеотложениями / А. Михайлов // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 12. – С. 146–149.

34 Меркушев, Ю. Ступени ЭЦН с низким солеотложением / Ю. Меркушев, Д. Краев, О. Виноградов, Д. Маркелов // Бурение и нефть. – 2005. – № 3. – С. 30–31.

35 Меркушев, Ю. М. Опыт применения и проблемы использования ЭЦН с пониженной скоростью солеотложения / Ю. М. Меркушев // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 12. – С. 150–151.

36 Кащавцев, В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кащавцев, И. Т. Мищенко. – Москва : Орбита-М. – 2004. 432 с.

37 Сахаров, В. Определение глубины установки магнитного депарафинизатора на высокопарафинистых скважинах месторождений Южно-Тургайского прогиба / В. Сахаров, Б. Сейткасымов // Бурение и нефть. – 2005. – № 2. – С. 18–20.

38 Грехов, И. В. Борьба с коррозией ПЭД: Рецепты «РН-Пурнефтегаза» / И. В. Грехов // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 12. – С. 138–140.

39 Ахмадуллин, Р. Сверхвязкие нефти: на пути к промышленным разработкам / Р. Ахмадуллин, М. Амерханов // Нефтегазовая вертикаль. – 2008. – № 12. – С. 120–122.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Приложение А – Состав пластовых вод Ванкорского месторождения

Ном ер скв.	Пласт	Содержание ионов (мг/л)												Тип вод по Сулину
		Обща я мине рализ ация	Na ⁺⁺ K ⁺	Ca ⁺⁺	g ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄	HCO ₃ ⁻	NH ₄ ⁺	B ⁻	J ⁻	Br ⁻	прочи е	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
насоновская свита														
Вн-6	K2 ns	3650, 10	1237, 3	24,1	19,5	1667,7	14,8	549,0	25,0	60,0	12,7	23,9	Sr-1,88	гидрокарб онатно- натриевый
Вн- 20	K2 ns	4057, 38	1431, 7	15,1	6,1	1958,1	0,8	628,3	2,3	3,6	2,0	6,4	CO ₂ ⁻ 2,74 Sr ⁻ 0,72 Ba- 0,12	гидрокарб онатно- натриевый

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вн-20	К2 ns	3888,00	1397,6	12,5	7,6	1785,0	12,5	640,5	-	-	-	-	-	гидрокарбонатно-натриевый
Вн-20	К2 ns	3065,10	1323,1	15,0	6,1	1697,5	22,8	640,5	-	-	-	-	-	гидрокарбонатно-натриевый
Вн-20*	К2 ns	3712,60	1329,7	7,5	12,2	1680,0	43,2	610,0	-	-	-	-	-	гидрокарбонатно-натриевый
Среднее по пласту, мг/л		3674,6	1343,9	14,8	10,3	1757,7	18,8	613,7	13,6	31,8	7,4	15,1	-	-
Яковлевская свита														
Вн-7	Як-І	16173,2	5458,9	694,4	120,4	9440,2	4,9	396,5	10,0	4,0	1,7	43,6	CO ₂ ⁻ 6,44 Sr ⁻ 5,34 Ba ⁻ 13,34	хлоридно-кальциевый

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СВн-2	Як-I	14426,3	5041,0	391,6	113,3	8366,4	0,8	451,4	6,7	2,0	10,8	35,1	CO ₂ ⁻ 5,47 Sr ⁻ 40,22 Ba ⁻ 8,92	хлоридный кальциевый
СВн-2	Як-III-VII	15760,0	5559,4	532,1	73,1	9434,5	2,9	97,6	7,4	1,6	11,4	38,3	CO ₂ ⁻ 13,68 Sr ⁻ 74,65 Ba ⁻ 14,26	хлоридный кальциевый
Среднее по пласту, мг/л		15453,1	5353,1	539,4	102,3	9080,4	2,9	315,2	8,0	2,5	8,0	39,0	-	-

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
нижнехетская свита НХ-I														
Вн-15	НХ-I	9819,4	3180,1	216,5	40,2	3079,5	130,0	3062,2	23,0	2,7	0,3	39,9	-	гидрокарбонатно-натриевый
Вн-15	Нх-I	13386,0	4655,5	648,0	27,7	7923,0	18,0	113,0	13,3	4,3	-	42,2	Ba ⁺ 12,6 Sr ⁺ 85,3	хлоридно-кальцевый
Вн-15	Нх-I	16213,0	5376,8	693,0	28,9	10000,0	17,8	96,0	12,8	4,9	-	45,2	Ba ⁺ 12,6 Sr ⁺ 86,8	хлоридно-кальцевый
Вн-15	Нх-I	-	419,3	60,1	12,6	603,5	12,3	305,0	-	-	0,5	-	CO ₂ ⁻ 11	гидрокарбонатно-натриевый

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Вн-15	Нх-I	-	570,4	92,2	14,6	926,6	82,3	183,0	-	-	0,9	-	CO ₂ ⁻ 22	хлоридно-кальцевый
Вн-15	Нх-I	-	5989,2	741,5	36,5	10508,0	65,8	183,0	-	-	9,4	-	CO ₂ ⁻ 22	хлоридно-кальцевый
Вн-15	Нх-I	-	6069,0	673,8	72,4	10721,0	61,7	152,5	-	-	9,4	-	CO ₂ ⁻ 22	хлоридно-кальцевый
Среднее по плас-ту, мг/л	13139,5	3751,5	446,4	33,3	6251,7	55,4	585,0	16,4	4,0	4,1	42,4	-	-	-

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
нижнехетская свита НХ-III-IV														
Вн-7	НХ-III-IV	1192 0,9	4366, 2	140, 6	48,7	6586,3	13,2	707,6	7,7	14,3	9,3	31,9	CO ₂ ⁻ 13,68	гидрокарб онатно- натриевый
Вн-7	НХ-III-IV	-	4133, 8	200, 4	42,0	6300,0	107,0	823,5	-	-	-	-	-	гидрокарб онатно- натриевый
Вн-8	НХ-III-IV	6499, 0	2461, 9	45,1	18,0	3150,0	214,0	610,0	-	-	-	-	-	гидрокарб онатно- натриевый
Вн-8	НХ-III-IV	7686, 8	2895, 9	54,8	14,5	4019,2	н.об.	640,5	4,4	17,4	2,5	19,7	CO ₂ ⁻ 9,17	гидрокарб онатно- натриевый
Вн-15	НХ-III-IV	1836 9,5	6410, 1	765, 5	13,7	10680, 6	6,6	378,2	17,5	7,5	0,3	39,9	-	хлоридно- кальциевы й

Продолжение приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СВн-1	НХ-IIIIV	9861,0	3458,4	210,8	24,4	5584,2	3,3	500,2	9,2	17,3	3,2	16,6	-	хлоридно-кальцевый
СВн-2	НХ-IIIIV	13473,6	4727,1	60,2	36,6	5518,3	6,6	3050,0	8,0	15,9	10,3	33,0	CO ₂ ⁻ 72,93 Ba ⁻ 14.26	гидрокарбонатно-натриевый
СВн-2	НХ-IIIIV	380,0	4161,7	75,0	63,8	4917,5	14,1	3123,2	-	-	-	-	-	гидрокарбонатно-натриевый
СВн-3	НХ-IIIIV	9618,9	3517,9	140,6	12,2	5573,8	14,8	292,8	8,1	17,3	8,4	31,4	CO ₂ ⁻ 16,1	хлоридно-кальцевый
СВн-3	НХ-IIIIV	8727,1	3179,6	107,0	75,9	5143,0	17,9	275,0	-	-	-	-	Ba ⁻ 2,33 Sr ⁻ 17,9	хлоридно-кальцевый

Окончание приложения А

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СВн-3	НХ-IIIIV	8727,1	3219,2	85,0	48,3	5114,0	25,2	214,0	-	-	-	-	Ba ⁻ 7,1 Sr ⁻ 11,2	хлоридно-кальцевый
СВн-3	НХ-IIIIV	9069,0	3332,4	145,6	3,7	5308,4	13,2	219,6	8,5	20,3	8,3	26,1	CO ₂ ⁻ 16,1	хлоридно-кальцевый
СВн-4	НХ-IIIIV	7277,9	2761,6	59,5	6,5	3915,9	11,5	488,0	6,0	9,7	0,5	19,7	CO ₂ ⁻ 6,44 Sr ⁻ 5,75 Ba ⁻ 1,39	гидрокарбонатно-натриевый
Среднее по плас-ту, мг/л	9300,9	3740,4	160,8	31,4	5523,9	37,3	871,0	8,7	15,0	5,4	27,3	-	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Приложение Б – Состав воды озера Дэлинье

Содержание ионов (мг/л)												Тип вод по Сулину
Общая минерализация	Na ⁺ +K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	NH ₄ ⁺	B ⁻	J ⁻	Br ⁻	прочие	
69	11,7	7	1,8	18	-	-	30,5	-	-	-	CO ₂ - 4,4 Fe -отс.	Гидрокарбонатно-натриевый

ПРИЛОЖЕНИЕ В


Приложение В – Расчёт насыщенности вод кальцитом Ванкорского месторождения

Наименование пробы воды	Содержание ионов, мг/л							Индекс насыщения кальцитом, SI					
	Na ⁺ + K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄	HCO ₃ ⁻	CO ₂	20 °C, 1 ат	40 °C, 1 ат	60 °C, 1 ат	20 °C, 1 ат, CO ₂ - 50 мг/л	40 °C, 1 ат, CO ₂ - 50 мг/л	60 °C, 1 ат, CO ₂ - 50 мг/л
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Озеро Дэлинъде	11,7	7,0	1,8	18,0	0,0	30,5	4,4	- 2,045	- 1,697	- 1,325	-3,1	-2,752	-2,381
насоновская свита	1343,9	14,8	10,3	1757,7	18,8	613,7	2,7	0,725	1,072	1,442	-0,543	-0,196	0,174
яковлевская свита	5353,1	539,4	102,3	9080,4	2,9	315,2	8,5	0,804	1,149	1,517	0,034	0,379	0,748
нижнехетская свита НХ-I	3751,5	446,4	33,3	6251,7	55,4	585,0	19,3	1,008	1,353	1,722	0,594	0,94	1,309
нижнехетская свита НХ-III-IV	3740,4	160,8	31,4	5523,9	37,3	871,0	22,4	0,883	1,228	1,597	0,534	0,879	1,249

Продолжение приложения В

1		2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Модельные системы	№ 1	1568,3	42,5	15,1	2161,5	18,2	601,3	3,2	1,052	1,399	1,769	-0,141	0,205	0,575
	№ 2	1731,4	73,8	19,7	2504,3	16,3	538,4	4,5	1,02	1,367	1,763	-0,026	0,321	0,691
	№ 3	1985,1	106,9	24,9	2971,7	15,5	507,1	5,8	0,984	1,33	1,7	0,048	0,394	0,764
	№ 4	2892,7	200,6	41,3	4533,8	15,8	517,3	8,6	1	1,346	1,715	0,235	0,581	0,951
	№ 5	3681,1	301,2	56,6	5943,8	16,2	500,2	10,2	0,997	1,343	1,712	0,307	0,652	1,021

 - нет солевых выпадений

 - повышенная склонность к солевому выпадению

 - солевое выпадение термодинамически возможно, низкая интенсивность

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Приложение Г – Расчёт насыщенности вод гипсом и ангидритом

Наименование пробы воды		Содержание ионов, мг/л						Индекс насыщения гипсом, SI			Индекс насыщения ангидритом, SI			
		Na ⁺ + K ⁺	Ca ⁺⁺	Mg ⁺⁺	Cl ⁻	SO ₄	HCO ₃ ⁻	CO ₂	20 °C, 1 ат	40 °C, 1 ат	60 °C, 1 ат	20 °C, 1 ат	40 °C, 1 ат	60 °C, 1 ат
Озеро Дэлинье		11,7	7,0	1,8	18,0	0,0	30,5	4,4	0	0	0	0	0	0
насоновская свита		1343,9	14,8	10,3	1757,7	18,8	613,7	2,7	-3,76	-3,73	-3,68	-4,1	-3,79	-3,48
яковлевская свита		5353,1	539,4	102,3	9080,4	2,9	315,2	8,5	-3,25	-3,24	-3,21	-3,7	-3,42	-3,15
нижнехетская свита НХ-I		3751,5	446,4	33,3	6251,7	55,4	585,0	19,3	-1,99	-1,98	-1,95	-2,43	-2,15	-1,86
нижнехетская свита НХ-III-IV		3740,4	160,8	31,4	5523,9	37,3	871,0	22,4	-2,59	-2,58	-2,53	-3,01	-2,72	-2,44
Модельные системы	№ 1	1568,3	42,5	15,1	2161,5	18,2	601,3	3,2	-3,34	-3,31	-3,26	-3,69	-3,38	-3,08
	№ 2	1731,4	73,8	19,7	2504,3	16,3	538,4	4,5	-3,16	-3,14	-3,09	-3,52	-3,22	-2,92
	№ 3	1985,1	106,9	24,9	2971,7	15,5	507,1	5,8	-3,04	-3,02	-2,98	-3,42	-3,12	-2,82
	№ 4	2892,7	200,6	41,3	4533,8	15,8	517,3	8,6	-2,83	-2,81	-2,77	-3,23	-2,94	-2,65
	№ 5	3681,1	301,2	56,6	5943,8	16,2	500,2	10,2	-2,69	-2,67	-2,64	-3,12	-2,83	-2,54

- нет солевых выпадений

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Приложение Д – Эффективность ингибирования солеотложения кальцита

Реагент	Дозировка, мг/л	Модель пластовой воды (МПВ), мг/л	
		Нижнехетская НХШ-IV свита	Смешанная вода, модель № 5
1	2	3	4
	Ca ₂₊	160,8	301,2
	HCO ₃ ⁻	871	500,2
	SO ₄ ²⁻	37,3	16,2
	Mg ₂₊	31,4	56,6
	Na ⁺	3677	3681,1
	Cl	5523,9	5943,8
Эффективность ингибирования при 60 °С, %			
Descum 2D-3611C (pH = 9,71)	5	79	76
	10	90	80
	20	93	93
	30	97	97
Ипроден С-1	5	85	77
	10	91	89
	20	94	94
	30	97	97
Акватек 511М	5	84	76
	10	91	81
	20	94	94
	30	97	96

Продолжение приложения Д

1	2	3	4
Эффективность ингибирования при 90 °С, %			
Descum 2D-3611C (pH = 9,71)	5	73	69
	10	84	74
	20	89	86
	30	91	91
Ипроден С-1	5	76	70
	10	87	80
	20	89	88
	30	92	91
Акватек 511М	5	75	70
	10	87	75
	20	88	88
	30	92	90